

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Avaliação do desempenho de uma central fotovoltaica baseada
em dados de exploração e em medições do recurso solar**

Paulo Renato Gomes Torres

Relatório do Projeto Final / Dissertação no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica
Energia Térmica

Orientador: Prof. Ana Palmero

Junho de 2014

Dedicado à minha família

Resumo

Este documento apresenta o trabalho desenvolvido no âmbito da disciplina de “Dissertação/Projeto”, do 5º ano do Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica, no ramo de Energia Térmica. Parte dos resultados obtidos serão ainda apresentados em formato de artigo, já aceite pela organização, na 13th International Conference on Sustainable Energy Technologies (13ª conferência internacional de tecnologias sustentáveis de energia), a realizar entre os dias 25 e 28 de Agosto de 2014, em Genebra, Suíça. Esta é uma conferência internacional multidisciplinar sobre as fontes e tecnologias de energia sustentável (SET 2014).

Nesta dissertação far-se-á uma estimativa de geração de energia elétrica de uma central fotovoltaica real, central fotovoltaica de Lamelas, situada em Mazouco (concelho de Freixo de Espada à Cinta). Esta central pertence à empresa Cavalum (www.cavalum.com) e tem uma potência instalada de 124,2 kWp. A empresa fornecerá todos os valores medidos disponíveis de cada ano, desde o início da sua instalação, assim como as características dos painéis e de outros equipamentos instalados na central.

Os valores estimados através das simulações serão comparados com os valores reais. Analisar-se-á as possíveis divergências dos valores numéricos e reais, assim como as possíveis perdas do equipamento instalado. As análises serão feitas tendo em conta os temas relacionados com a avaliação de sistemas fotovoltaicos (avaliação de inclinação, azimute, tipo de sistema e equipamentos, etc.).

Para as simulações, será utilizado o *software* PVSyst (www.pvsyst.com), fornecido pelo INEGI, e como base de dados meteorológicos (velocidade do vento, radiação e temperatura ambiente), será inicialmente utilizado o programa comercial Meteonorm (www.meteonorm.com), sendo que o estudo será também realizado para estes dados. Mais concretamente, poder-se-ão comparar estes valores com os obtidos para vários anos através de medição de satélite.

Para a realização deste trabalho foi necessário adquirir conhecimentos básicos sobre os equipamentos utilizados pelos sistemas fotovoltaicos, bem como sobre as condições técnicas de funcionamento e regulamentação que os regem.

Abstract

This document presents the work developed in the context of the academic subject "Dissertation / Project", in the 5th year of the Mechanical Engineering Integrated MSc, in the Thermal Energy field. Some obtained results will also be presented in the article format, already accepted by the organization, at the 13th international conference on sustainable energy technologies, which will take place from 25th to 28th August 2014 in Geneva, Switzerland. This is a multidisciplinary international conference on and sustainable energy sources and technologies (SET 2014).

In this dissertation an estimated production of electricity of a real photovoltaic plant will be done, the photovoltaic energy plant of Lamelas, located in Mazouco (municipality of Espada a Cinta). This plant belongs to the company Cavalum (www.cavalum.com) and has an installed capacity of 124.2 kWp. The company will provide all measured values available of each year, from the beginning of their installation, as well as the characteristics of the panels and other equipment installed in the plant.

The estimated values by simulations will be compared with the actual values. Possible divergences between actual and numerical values will be analyzed, as well as possible loss of the installed equipment. The study will be made taking into account the issues related to the assessment of photovoltaic systems (inclination evaluation, azimuth, type of system and equipment, etc.).

For the simulations the PVSyst software will be used (www.pvsyst.com), a software provided by INEGI, and as meteorological database (wind speed, radiation and room temperature), will initially be used the commercial program Meteonorm (www.meteonorm.com). The study will also be performed for these data. In particular, it will be possible to compare these values with those obtained for several years by satellite measurement.

For this work execution it was necessary to acquire basic knowledge of the equipment used by the photovoltaic systems knowledge as well as of the operating technical conditions and rules regulating them.

Agradecimentos

A realização desta dissertação não poderia ter sucesso caso não houvesse um conjunto de pessoas que de forma direta ou indireta contribuíram para a realização de um trabalho organizado, eficiente e com o cumprimento dos objetivos estipulados.

Assim, nesta parte da minha dissertação, quero agradecer primeiramente à minha orientadora da dissertação, professora Ana Palmero, por todo o empenho, objetividade e acompanhamento que sempre disponibilizou da sua parte. Parte do sucesso desta dissertação também se deve ao grande sentido de responsabilidade mostrado da sua parte. Deixando também uma nota de apreço a todas as pessoas da FEUP que foi necessário recorrer para desfazer qualquer dúvida que surgia.

Agradeço também ao coorientador desta dissertação, engenheiro José Carlos Matos, por todo o profissionalismo demonstrado sempre que necessário, principalmente na ligação entre a empresa e o aluno.

Um agradecimento especial à empresa CAVALUM S.G.P.S., S.A., pela disponibilização de toda a informação necessária que caracterizava a central de Lamelas, particularmente aos engenheiros Pereira da Cunha e Carlos Cardoso, responsáveis pela empresa, ao engenheiro Frederick Saborano pela facilidade de contato que estabeleceu entre o aluno e a empresa e à Dra. Maria Helena Brandão por assegurar todas as formalidades necessárias para a realização desta conexão com a empresa Cavalum.

Seguidamente agradeço a todas as pessoas que possibilitaram levar o tema desta dissertação à 13ª conferência internacional de tecnologias sustentáveis de energia, a realizar entre os dias 25 e 28 de Agosto de 2014, em Genebra, Suíça, principalmente à minha orientadora e ao professor Armando Oliveira que fará a apresentação do artigo nessa conferência.

Por fim agradeço a todos os meus amigos, à minha fenomenal família e a minha namorada que sempre me ajudaram e apoiaram de uma forma ou de outra. Esse apoio teve grande importância no rumo positivo que esta dissertação tomou.

Índice

Resumo	v
Abstract	vii
Agradecimentos.....	ix
Índice	xi
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xvii
Abreviaturas e símbolos.....	xxi
1. Introdução	1
1.1 Considerações gerais.....	1
1.2 Organização do projeto.....	2
2. Características da radiação solar.....	5
2.1 Introdução	5
2.2 Energia solar.....	6
2.3 Geometria Solar	7
2.4 Radiação solar extraterrestre	12
2.5 Radiação solar terrestre	13
2.6 Distribuição da radiação.....	15
2.7 Componentes da radiação	16
2.8 Estimativa da Radiação Global Diária.....	18
2.9 Radiação global sobre superfícies horizontais	19
2.10 Radiação global sobre superfícies inclinadas	20
2.11 Processos de medição da radiação solar.....	21
2.12 O aumento da geração energética seguindo o movimento do Sol.....	22
3. Sistema fotovoltaico	25
3.1 Introdução	25
3.2 Célula fotovoltaica.....	25
3.3 Tipos de células	27
3.4 Características dos Sistemas Fotovoltaicos.....	29
3.5 Equipamentos do sistema	34
3.6 Dispositivos fotovoltaicos ligados em série	38
3.7 Dispositivos fotovoltaicos ligados em paralelo	38
3.8 Efeito da temperatura e da intensidade de radiação	39

3.9	Sistemas e aplicações.....	41
4.	Metodologia de projeto de sistemas ligados à rede.....	45
4.1	Análise do local	45
4.2	Escolha dos equipamentos	48
4.3	Proteções contra descargas atmosféricas	54
4.4	Ligação à rede elétrica	55
4.5	Normas.....	56
5.	Programa PVSYSST	59
5.1	Características do PVsyst	59
5.2	Perdas detalhadas	64
6.	Central fotovoltaica Lamelas	71
6.1	Considerações gerais.....	71
6.2	Dimensionamento	74
6.3	Obtenção de dados de entrada.....	76
6.4	Análise de dados.....	78
7.	Estudo prático da central de Lamelas.....	85
7.1	Avaliação da geração de energia com dados Meteonorm, 2011, 2012 e 2013.....	85
7.2	Avaliação da inclinação, azimute e distância dos painéis fotovoltaicos da central.....	119
7.3	Avaliação da geração de energia elétrica com diferentes sistemas fotovoltaicos	130
7.4	Avaliação da central de Lamelas com diferentes modelos de equipamento fotovoltaico	137
7.5	Avaliação Económica	144
8.	Conclusões gerais.....	147
8.1	Sugestões para futuros trabalhos	149
	Glossário	151
	Referências	153
	Bibliografia.....	155
	ANEXO A – Anexos relativos ao capítulo 3	157
	ANEXO B – Anexos relativos ao capítulo 4	161
	ANEXO C - Anexos relativos ao capítulo 6.....	163
	ANEXO D – Anexos relativos ao subcapítulo 7.1	171
	ANEXO E – Anexos relativos ao subcapítulo 7.2	263
	ANEXO F – Anexos relativos ao subcapítulo 7.3.....	315
	ANEXO G – Anexos relativos ao subcapítulo 7.4	327

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Esquema de um sistema fotovoltaico ligado à rede elétrica	2
Figura 2.1 - Formas de aproveitamento, direta ou indireta, da energia solar [3].	6
Figura 2.2 - Posição da Terra em relação ao Sol ao longo do ano [2].	7
Figura 2.3 - Ângulo Horário [5].	8
Figura 2.4 - Colocação de um painel segundo a latitude do local [5].	9
Figura 2.5 – Azimute e altura [5].	10
Figura 2.6 - Carta solar para Portugal Continental, latitude entre 41° e 42° [6].	11
Figura 2.7 - Secção da Terra com β , ϕ e $(\phi - \beta)$ para uma superfície virada a sul. Adaptada de [4].	12
Figura 2.8 - Trajeto do Sol em determinados dias das estações [9].	14
Figura 2.9 - Espectro da radiação solar. Adaptada de [2].	14
Figura 2.10 - Espectro solar AM 0 no espaço e AM 1,5 na Terra com uma altura solar de 41,8° [9].	15
Figura 2.11 - Distribuição global da radiação solar. Adaptada de [10].	16
Figura 2.12 - Radiação global anual em Portugal [9].	16
Figura 2.13 - Componentes da radiação [2].	18
Figura 2.14 - Radiação solar global para diferentes orientações da superfície recetora [9].	20
Figura 2.15 - Instrumento de medição da radiação com sensor fotovoltaico [14].	21
Figura 2.16 - Diferenças da radiação para duas áreas (horizontal e orientada), em dias sem nuvens, para 50° de latitude. Adaptada de [3].	23
Figura 2.17 - Diferentes mecanismos de sistemas de orientação solar, em operação no solo da fábrica UFA em Berlim [9].	23
Figura 3.1 - Célula fotovoltaica [2].	26
Figura 3.2 - Conversão da Radiação Solar em eletricidade [2].	26
Figura 3.3 – Relação entre irradiância e potência [2].	27
Figura 3.4 - Módulo fotovoltaico do tipo silício amorfo [16].	28
Figura 3.5 - Circuito equivalente de um gerador fotovoltaico [4].	30
Figura 3.6 - Curva típica I-V e P-V para um módulo fotovoltaico [4].	31
Figura 3.7 - Curva I-V de uma célula solar que mostra a corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto [19].	32

Figura 3.8 - Célula, módulo, série e arranjo FV [25].....	34
Figura 3.9 - Corte de um módulo fotovoltaico [Catálogo Siemens, 1996].	35
Figura 3.10 - Funcionamento dos diodos de <i>bypass</i> [9].....	36
Figura 3.11- Símbolo elétrico do inversor [9].....	36
Figura 3.12 - Células ligadas em série e respetivas curvas I-V [19].....	38
Figura 3.13 - Células ligadas em paralelo e respetivas curvas I-V [19].....	39
Figura 3.14 - Variação da curva característica para diferentes valores de radiação. Adaptada de [9].....	40
Figura 3.15 - Variação da curva característica de temperatura a 1000 W/m ² . Adaptada de [9].....	40
Figura 3.16 - Sistemas de corrente contínua [27].	41
Figura 3.17 - Sistema de corrente alternada [28].	42
Figura 3.18 - Sistema sem baterias [29].	42
Figura 3.19 - Estrutura tipo de Sistemas isolados autónomos [25].	43
Figura 3.20 - Sistema ligado à rede elétrica (Central de Lamelas) [31].	43
Figura 3.21 - Sistema híbrido [33].	44
Figura 4.1 - Parâmetros de cálculo de sombreamento [9].	45
Figura 4.2 - Sombreamento de um campo fotovoltaico inclinado [9].....	46
Figura 4.3 - Curva da eficiência de um inversor [34].....	49
Figura 5.1 - Local no PVsyst onde se introduz as características de uma nova localização.	60
Figura 5.2 - Menu com separadores sequenciais que caracterizam a simulação a realizar.	61
Figura 5.3 - Definição no PVsyst do tipo de sistema a utilizar, assim como as respetivas particularidades da opção escolhida.	61
Figura 5.4 - Definição no PVsyst da linha de horizonte.....	62
Figura 5.5 - Local no programa PVsyst onde opta ou não pela introdução de sombreamentos.	63
Figura 5.6 - Introdução no PVsyst dos equipamentos da central.	64
Figura 5.7 - Localização do efeito da perda térmica no relatório da simulação [37].....	66
Figura 5.8 - Figura explicativa da consideração das perdas nos cabos no PVsyst.....	67
Figura 5.9 - Definição da sujidade dos módulos fotovoltaicos no programa PVsyst.	69
Figura 5.10 - Definição do fator IAM no programa PVsyst.	70
Figura 6.1 - Fotografia da central fotovoltaica de Lamelas [32].....	74
Figura 6.2 - Localização do sensor de irradiação.....	77
Figura 6.3 - Comparação dos valores de irradiação e temperatura ambiente.....	79
Figura 6.4 - Comparação dos valores de irradiação corrigida com 8% e temperatura.....	82
Figura 6.5 – Valores das produções anuais da central Lamelas.....	83

Figura 7.1 - Fotografia que revela a interferência ao nível do sombreamento da pequena montanha situada perto da central fotovoltaica [32].	89
Figura 7.2 - Carta solar representativa do local geográfico da central fotovoltaica de Lamelas.	90
Figura 7.3 - Área fotovoltaica, inserida no PVsyst, para cálculo de sombreamento.	91
Figura 7.4 - Avaliação das perdas de resistência dos cabos.	92
Figura 7.5 - Carta solar representativa do sombreamento causado pela disposição dos painéis fotovoltaicos da central Lamelas.	94
Figura 7.6 - Otimização das perdas por sujidade para os valores Meteonorm.	100
Figura 7.7 - Otimização das perdas por sujidade para o ano de 2011.	106
Figura 7.8 - Otimização das perdas por sujidade para o ano de 2012.	111
Figura 7.9 - Otimização das perdas por sujidade para o ano de 2013.	115
Figura 7.10 - Valores das percentagens de sujidade relativas a cada avaliação e consequente geração de eletricidade e PR da central para cada tipo de dados.	116
Figura 7.11 – Variação, ao longo do ano específico, da temperatura do painel e da temperatura ambiente.	118
Figura 7.12 - Alterações verificadas consoante a variação da inclinação do painel fotovoltaico.	121
Figura 7.13 - Energia injetada na rede e PR do sistema consoante a inclinação dos painéis.	121
Figura 7.14 - Esquema dos vários posicionamentos da área fotovoltaica no programa PVsyst, consoante alteração do azimuth.	122
Figura 7.15 – Agrupamento das cartas solares de todas as simulações efetuadas nesta avaliação.	123
Figura 7.16 - Alterações verificadas consoante a variação do azimuth dos painéis fotovoltaicos.	125
Figura 7.17 - Energia injetada na rede e PR do sistema consoante o azimuth dos painéis fotovoltaicos.	125
Figura 7.18 - Agrupamento das cartas solares de todas as simulações efetuadas na avaliação do distanciamento entre filas.	126
Figura 7.19 - Alterações verificadas consoante a variação da distância dos painéis fotovoltaicos.	128
Figura 7.20 - Energia injetada na rede e PR do sistema consoante a distância entre filas de painéis.	129
Figura 7.21 - Configuração do sistema de ajustamento sazonal imposto pelo PVsyst.	131
Figura 7.22 - Seguidor de Eixo Horizontal. [38].	131
Figura 7.23 - Configuração do sistema seguidor de inclinação imposto pelo PVsyst.	132
Figura 7.24 - Configuração do sistema seguidor de azimuth imposto pelo PVsyst.	132
Figura 7.25 - Configuração do sistema seguidor de dois eixos imposto pelo PVsyst.	133
Figura 7.26 - Alterações verificadas consoante a variação do sistema de monitoramento dos painéis fotovoltaicos.	135
Figura 7.27 - Energia injetada na rede e PR do sistema consoante alteração do sistema fotovoltaico.	136
Figura 7.28 - Energia injetada na rede e PR do sistema consoante alteração tipo de painel fotovoltaico.	140

Figura 7.29 - Energia injetada na rede e PR do sistema consoante alteração do inversor instalado na central.	143
Figura 8.1 - Gráficos da otimização da inclinação e do azimute introduzidos pelo PVsyst.	148

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Valores típicos de albedo para diferentes superfícies [7]	17
Tabela 3.1 - Eficiência e área necessária por kWp, para as várias tecnologias dos painéis	29
Tabela 6.1 - Informação técnica da central Lamelas.....	72
Tabela 6.2 - Características do painel fotovoltaico Kaneka GEA 60	72
Tabela 6.3 - Características do inversor Fronius IG 60HV	73
Tabela 6.4 - Distribuição dos painéis por inversor	75
Tabela 6.5 - Limites: painéis por fila e máximo de filas por inversor	75
Tabela 6.6 - Número de filas por inversor	75
Tabela 6.7 - Dimensionamento do interruptor de corte geral DC	76
Tabela 6.8 – Valores médios mensais de 2011	80
Tabela 6.9 - Análise das divergências dos dados reais e das considerações efetuadas	81
Tabela 7.1 - Dados característicos da central Lamelas	86
Tabela 7.2 – Parâmetros e fatores a introduzir no programa PVsyst que contribuirão para as perdas detalhadas do sistema fotovoltaico	86
Tabela 7.3 - Resultados da 1ª simulação para os dados obtidos com o Meteonorm com perdas <i>standard</i> do programa e sem sombreamento	87
Tabela 7.4 – Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração na 1ª simulação	88
Tabela 7.5 - Parâmetros e fatores a introduzir no programa PVsyst que contribuirão para as perdas detalhadas do sistema fotovoltaico	93
Tabela 7.6 - Resultados da 2ª simulação para os dados obtidos com o Meteonorm com perdas <i>standard</i> do programa e com sombreamento	95
Tabela 7.7 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração na 2ª simulação	96
Tabela 7.8 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 3ª simulação	97
Tabela 7.9 - Resultados da 5ª simulação para os dados obtidos com o Meteonorm com perdas <i>standard</i> do programa e sem sombreamento	98

Tabela 7.10 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 5ª simulação	99
Tabela 7.11 - Parâmetros e fatores que representam, no programa PVsyst, as perdas detalhadas do sistema fotovoltaico	101
Tabela 7.12 - Resultados da 1ª simulação para os dados reais de 2011	102
Tabela 7.13 - Divergências cometidas nas aproximações efetuadas com os dados da radiação	103
Tabela 7.14 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 1ª simulação	104
Tabela 7.15 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 2ª simulação	105
Tabela 7.16 - Parâmetros e fatores que representam, no programa PVsyst, as perdas detalhadas do sistema fotovoltaico (avaliação 2012)	107
Tabela 7.17 - Resultados da 1ª simulação para os dados reais de 2012	108
Tabela 7.18 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 1ª simulação (avaliação para 2012)	109
Tabela 7.19 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 2ª simulação (avaliação para 2012)	110
Tabela 7.20 - Resultados da 1ª simulação para os dados reais de 2013	112
Tabela 7.21 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 1ª simulação (avaliação para 2013)	113
Tabela 7.22 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 2ª simulação (avaliação para 2013)	114
Tabela 7.23 - Parâmetros e fatores que se introduzem no programa PVsyst que contribuirão para as perdas detalhadas do sistema fotovoltaico	119
Tabela 7.24 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para as diferentes inclinações propostas	120
Tabela 7.25 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para as diferentes inclinações propostas	124
Tabela 7.26 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para as diferentes distâncias entre filas de painéis propostas	127
Tabela 7.27 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para os diferentes tipos de configurações de sistemas fotovoltaicos, incluindo a configuração real	134
Tabela 7.28 - Tabela representativa dos tipos de painéis escolhidos e da composição destes no PVsyst ..	138
Tabela 7.29 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para os diferentes modelos de painéis propostos	139

Tabela 7.30 – Características de cada inversor e sua implementação no programa.....	141
Tabela 7.31 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para os diferentes inversores propostos	142
Tabela 7.32 – Custos da central de Lamelas	144
Tabela 7.33 - Produções Mensais de energia elétrica disponibilizados pela Cavalum [kWh]	144

Abreviaturas e símbolos

Lista de Abreviaturas

AC	Corrente alternada
DC	Corrente contínua
FV, PV	Painéis Fotovoltaicos
WRC	World Radiation Center
AM	Air mass
HIT	Heterojunction with Intrinsic Thin layer
MPP	Máximo ponto de potência
PR	Performance ratio
STC	Standard Test Conditions
NOCT	Nominal Operation Cell Temperature
IAM	Incidence angle modifier

Lista de Símbolos

δ	Declinação solar
d	Número de dias a contar desde 1 de Janeiro
ah	Ângulo horário
TSV	Tempo Solar Verdadeiro
ϕ	Latitude
h	Altura
α	Azimute
z	Zénite
i	Ângulo de Incidência
D	Duração do dia
ah ₀	Ângulo de nascer e pôr do Sol
β	Inclinação do painel

IS	Constante solar
I_0	Radiação extraterrestre medida num plano normal á radiação
H_0	Radiação durante um dia em superfície horizontal
ρ	Albedo
H_T	Radiação solar global
H	Radiação global diária
n	Horas diárias mensais de luz solar;
N	Número máximo de horas diárias de Sol possíveis
Hd	Radiação difusa diária
Kt	Índice ou coeficiente de transparência atmosférico diário
Hb	Radiação direta diária
Id	Radiação difusa horária
IT	Radiação global horária
I_b	Radiação direta horária
H_β	Radiação global diária incidente sobre uma superfície inclinada
I_β	Radiação global horaria incidente sobre uma superfície inclinada
$I_{b,\beta}$	Radiação direta horaria sobre uma superfície inclinada
$I_{d,\beta}$	Radiação difusa horaria sobre uma superfície inclinada
$I_{r,\beta}$	Radiação inclinada horaria sobre uma superfície inclinada
I	Corrente
IL	Corrente gerada pelos fotões
ID	Corrente para o diodo no escuro
I_0	Corrente inversa do díodo
q	Carga do eletrão ($1,609 \times 10^{-19}$ C)
V	Tensão nos terminais da célula fotovoltaica
n	Fator de idealidade do díodo (1 ou 2 para baixas ou altas tensões, respetivamente)
k	Constante de Boltzman ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K)
T	Temperatura de junção da célula
R_s	Resistência em série
R_{sh}	Resistência em paralelo
P	Potência
V_{mpp}	Tensão máximo ponto de potência
I_{mpp}	Corrente máximo ponto de potência

VOC	Tensão de circuito aberto
I_{SC}	Corrente de curto-circuito
FF	Fator de forma
η	Eficiência
G	Radiação incidente
Ac	Área útil do módulo
V_t	Tensão do módulo
Nc	Número de células associadas em série no módulo
T_c	Temperatura da célula
T_a	Temperatura ambiente
$T_{c,NOCT}$	Temperatura NOCT da célula
γ	Ângulo de elevação
h_2	Altura do objeto que provoca a sombra
h_1	Altura do sistema fotovoltaico
d	Distância entre objeto que provoca a sombra e sistema fotovoltaico
τ	Coeficiente de transmissibilidade
f	Fator de utilização de área
b	Altura do painel fotovoltaico
n_{max}	Número máximo de painéis por string
V_{Max}^{INV}	Tensão máxima admissível pelo inversor
$V_{OC(-10^\circ)}^{Painel}$	Tensão em circuito aberto do painel para uma temperatura de $-10^\circ C$
V_{OC}^{STC}	Tensão em circuito aberto do painel para às condições de referência
n_{min}	Número mínimo de painéis por string
$V_{MPP\ min}^{INV}$	Tensão mínima de MPP do inversor
$V_{MPP(70^\circ)}^{Painel}$	Tensão MPP do painel para uma temperatura de $70^\circ C$
$V_{MPP(STC)}^{Painel}$	Tensão MPP do painel para as condições de referência
N_{max}^{string}	Número máximo de strings
I_{max}^{INV}	Corrente máxima DC admissível pelo inversor
I_n^{string}	Corrente nominal da string
I_{DC}	Corrente DC
I_{CC}^{PV}	Corrente de curto-circuito do gerador
I_n	Corrente nominal do sistema fotovoltaico
R	Resistência dos cabos
U	Coeficiente de perdas

v	Velocidade do vento
$N_{\text{painéis}}$	Número de painéis da central
P_{Central}	Potência instalada na central
P_{painel}	Potência do painel
$N_{\text{painéis/inv}}$	Número de painéis por inversor
$G_{\text{Inc.}}$	Irradiação Global Incidente no Pannel Fotovoltaico
$G_{\text{Efic.}}$	Irradiação Global Efetiva corrigida pelos fatores: IAM e Sombreamento
$E_{\text{Sist.}}$	Energia á saída Dos painéis Fotovoltaicos
E_{Rede}	Energia Injetada na Rede
$E_{\text{fi.PV}}$	Eficiência dos Painéis Fotovoltaicos
$E_{\text{fic.G}}$	Eficiência Global do Sistema

1. Introdução

1.1 Considerações gerais

O desenvolvimento das energias renováveis teve início com as crises petrolíferas da década de 70 e com a consciencialização da humanidade de que os recursos fósseis se esgotarão um dia. Desde então, a questão energética tem vindo a adquirir uma importância cada vez maior.

Tornou-se evidente que o desenvolvimento sustentável não assentaria na utilização do carvão e do petróleo. Além disso, a tomada de consciência dos enormes danos que esse tipo de recursos provoca no planeta, passou a adquirir um lugar de destaque. Problemas que se traduzem no aquecimento global, no declínio da qualidade do ar e nas suas consequências para a saúde de toda a sociedade. Esta preocupação conduziu ao protocolo de Quioto, assinado a 11 de Dezembro de 1997, no qual a Europa se comprometeu em reduzir as emissões de dióxido de carbono (CO_2) em 8% até 2012. Recentemente, a União Europeia assumiu a dianteira desta luta ao estabelecer um novo limite para as energias renováveis, 20% da energia produzida até 2020. Estes acordos e a preocupação com o futuro do nosso planeta contribuíram para o desenvolvimento de novas formas de geração de energia elétrica, surgindo assim as energias renováveis.

As energias renováveis assumem cada vez mais um papel de extrema importância na geração de eletricidade. Naturalmente, não é de estranhar o elevado crescimento destas energias nos últimos anos, com principal destaque para as energias eólica e solar fotovoltaica.

Concentrando o assunto mais no tema desta dissertação, os geradores fotovoltaicos utilizam a luz solar para produzir energia elétrica, recorrendo ao efeito fotovoltaico. Este efeito foi descoberto pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel, decorria o ano de 1839. Desde o aparecimento da primeira célula fotovoltaica que este tipo de geração de eletricidade tem captado a atenção de várias instituições. A indústria espacial foi a primeira a manifestar interesse nesta tecnologia, não sendo por isso de estranhar que a primeira aplicação de um sistema fotovoltaico tenha sido num satélite.

Estes sistemas não poluem e são bastante adequados para a integração no meio urbano, uma vez que podem ser aplicados de diversas formas. O Sol é uma fonte energética a ter em conta em locais onde a rede elétrica convencional não existe. Devido aos recentes incentivos oferecidos, os sistemas fotovoltaicos passaram a ser economicamente interessantes para aplicações conectadas à rede elétrica pública, nomeadamente a microgeração. Para tal, contribui bastante a entrada em vigor do Decreto-Lei 363/2007, sucedido mais recentemente pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010.

Um sistema deste género é normalmente constituído por painéis fotovoltaicos, inversor e o contador de energia, tal como indicado na figura 1.1. Dependendo da aplicação, pode ainda incorporar baterias, que têm como função armazenar a energia produzida. O sistema é dotado de proteções adequadas para garantir o bom funcionamento de toda a instalação elétrica.

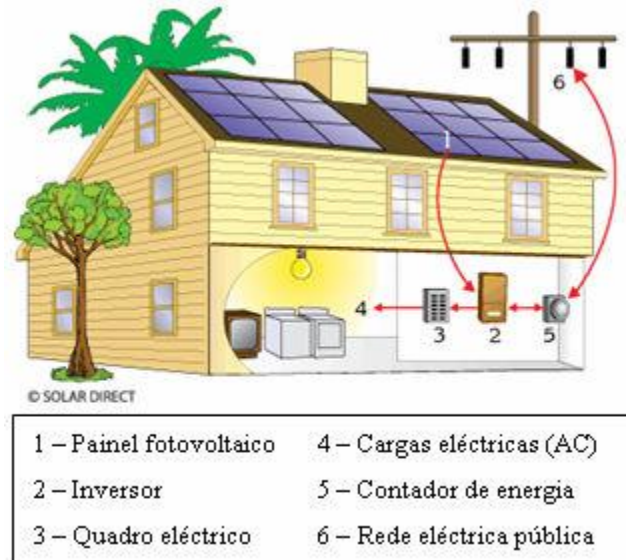


Figura 1.1 - Esquema de um sistema fotovoltaico ligado à rede elétrica

Os painéis fotovoltaicos podem ser agrupados de forma a criar uma central fotovoltaica de alguns MWs, ou simplesmente formar um pequeno gerador elétrico para alimentar um determinado equipamento de baixa potência. A versatilidade destes sistemas é bastante grande, pois a qualquer momento é possível acoplar um ou mais painéis e inversores, aumentando a potência gerada.

1.2 Organização do projeto

Este projeto aborda como assunto geral a avaliação do desempenho da central fotovoltaica de Lamelas, situada em Mazouco, Freixo de Espada à Cinta. Esta central pertence à empresa Cavalum SGPS, SA, sediada no Porto e em Estarreja. É uma empresa vocacionada para a promoção e desenvolvimento de operações de geração de energia elétrica obtida através de recursos renováveis.

As fontes de energia renováveis em que opera são:

- Hídrica
- Eólica
- Fotovoltaica
- Biomassa
- Termosolar

O presente documento encontra-se estruturado em diversos capítulos, divididos consoante o tema a tratar.

O capítulo 2 expõe os conhecimentos elementares necessários para uma melhor compreensão dos sistemas fotovoltaicos. São apresentadas as vantagens e desvantagens, bem como as principais características da radiação solar, fonte de energia destes sistemas.

No capítulo 3 é descrito o funcionamento das células fotovoltaicas, sendo explicados detalhadamente os seus modelos elétricos. Neste capítulo também são apresentadas as várias tecnologias e características dos painéis fotovoltaicos, os equipamentos que constituem o sistema e algumas aplicações deste tipo de geração de energia.

O capítulo 4 descreve detalhadamente a metodologia utilizada na conceção destas instalações, desde a análise do local até ao procedimento de escolha dos equipamentos e as respetivas proteções. São ainda referidas algumas características da ligação à rede, bem como a eventual necessidade de um sistema de proteção contra descargas atmosféricas. É ainda mencionada a legislação em vigor, assim como uma breve descrição do procedimento de licenciamento duma instalação de geração de eletricidade baseada em energias renováveis.

No capítulo 5 é realizada uma introdução ao funcionamento do programa de simulação utilizado para o dimensionamento do sistema fotovoltaico que está a ser avaliado.

O capítulo 6 introduz a central fotovoltaica de Lamelas, incluindo todas as componentes que fazem parte da sua constituição, assim como os resultados do dimensionamento realizado para conhecer a quantidade e disposição dos equipamentos constituintes. Apresenta-se ainda os dados introdutórios que vão ser utilizados, assim como a sua respetiva análise.

O subcapítulo 7.1 revela todas as avaliações realizadas com os dados de entrada disponíveis (Meteonorm, 2011, 2012 e 2013), tendo como objetivo otimizar a geração de energia elétrica obtida com o programa em relação ao valor real fornecido pela empresa Cavalum.

O subcapítulo 7.2 estuda a inclinação e o azimute dos painéis e a distância entre filas fotovoltaicas. Este capítulo serve para perceber quais os melhores ângulos e comprimentos possíveis, de modo a obter a melhor *performance* possível da central instalada.

No subcapítulo 7.3 analisa-se e compara-se outras opções de sistemas fotovoltaicos (monitorizados ou não), é estudo indicativo para perceber quais as soluções alternativas consistentes.

No subcapítulo 7.4 compara-se os equipamentos que constituem a instalação fotovoltaica com outros modelos alternativos. É também um estudo indicativo que tem como objetivo avaliar a geração de energia elétrica com novos equipamentos (painéis ou inversores) nas mesmas condições de instalação do caso real que está a ser estudado.

O subcapítulo 7.5 faz uma avaliação económica, básica e muito simplista, tendo em conta os gastos mais significativos da central e os ganhos que já se obtiveram, calculados a partir do preço que é pago, atualmente à empresa, por cada kWh.

As conclusões do trabalho e propostas de futuros projetos são apresentadas no capítulo 8.

2. Características da radiação solar

2.1 Introdução

Nos últimos anos, os sistemas fotovoltaicos afirmaram-se no mercado da geração de energia elétrica como sendo uma alternativa extremamente atraente face aos recursos fósseis. Esta evolução deveu-se, em parte, aos investimentos na pesquisa e otimização da tecnologia, o que contribuiu para a redução do preço destes sistemas. Desta forma, a energia fotovoltaica passou a ser considerada economicamente viável. A longo prazo será de prever um aumento generalizado da implementação de geradores fotovoltaicos.

A geração de energia elétrica através destes sistemas possui vantagens substanciais face à geração através de meios convencionais. Contudo, também possuem algumas desvantagens associadas, tal como indicado em [1].

Vantagens dos sistemas fotovoltaicos

- Simplicidade – Devido à inexistência de partes móveis no sistema;
- Elevada fiabilidade – Funcionam mesmo em condições exigentes;
- Durabilidade – O tempo médio de vida é cerca de 25 anos;
- Reduzido custo de manutenção – Praticamente inexistente em sistemas fixos, exceto na limpeza dos painéis;
- Modularidade – Facilidade no aumento da potência instalada;
- Poluição sonora nula – Não emite qualquer som;
- Independência – Podem funcionar como sistemas isolados;
- Segurança – Sistemas extremamente seguros;

Desvantagens dos sistemas fotovoltaicos

- Investimento inicial – O investimento inicial é elevado;
- Recurso solar – Limitados a locais com boa radiação solar;
- Armazenamento – Através de baterias o que aumenta os custos e complexidade;
- Rendimento – Possuem baixo rendimento, conforme o tipo de tecnologia que sofre um desgaste acumulado ao longo do tempo.

2.2 Energia solar

O Sol é a base de toda a vida na Terra, no centro deste, a fusão transforma núcleos de hidrogénio em núcleos de hélio, durante este processo, parte da massa é transformada em energia que é enviada para o espaço em forma de ondas eletromagnéticas, o Sol é portanto um enorme reator de complexas reações termonucleares. A energia chega à Terra na forma de radiação que traduzida em números corresponde a uma quantidade de energia de $1 \times 10^{18} \text{ kWh/ano}$ [2].

Para ter uma pequena noção de valores, a quantidade de energia solar que atinge a superfície da Terra corresponde, aproximadamente, a dez mil vezes a procura global de energia, ou seja, seria necessário utilizar apenas 0,01% desta energia para satisfazer a procura energética total da humanidade.

A energia proveniente do Sol pode ser aproveitada de forma direta ou indireta pelo Homem, tal como indica a figura 2.1, indicando as várias formas de aproveitamento que podemos desenvolver utilizando a energia solar.

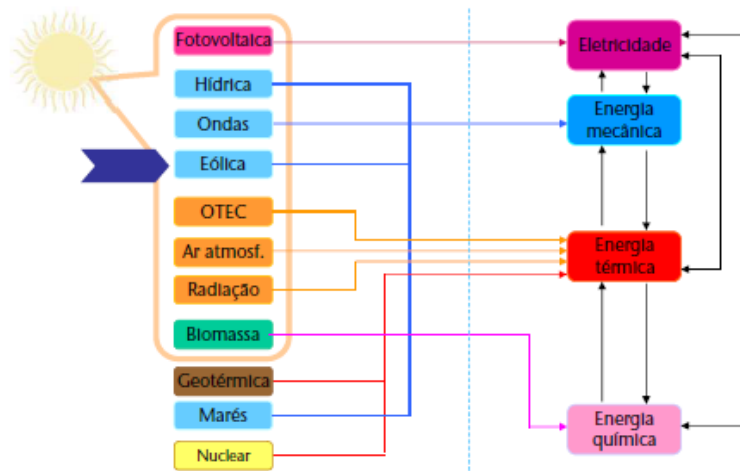


Figura 2.1 - Formas de aproveitamento, direta ou indireta, da energia solar [3].

O tipo ou tipos de energia que a indústria utiliza, atualmente, na sua grande maioria são de fontes limitadas, que de acordo com a evolução das reservas de petróleo e gás, estas reservas de energia caminham para a fase final da sua existência.

Os astrofísicos avaliam a vida restante do Sol em 5 milhares de milhões de anos, portanto, com uma expectativa de existência de 10 milhares de milhões de anos, o Sol pode ser ainda uma fonte de energia a ter em conta nos próximos 5 milhares de milhões de anos, o que de ponto de vista humano, corresponde a uma disponibilidade ilimitada.

Em poucas palavras, a energia solar aproveitada de uma forma coerente permite o desenvolvimento sustentável e é um dos recursos mais importantes para manter o equilíbrio do Planeta, com uma ecologia correta e sem distúrbios na natureza.

2.3 Geometria Solar

Conhecer o comportamento do Sol ao longo do ano, mais propriamente a sua posição, é importante na quantificação dos dados de radiação e de energia elétrica produzida para qualquer central fotovoltaica.

Parâmetros como o ângulo de declinação solar, ângulo horário, ângulo da superfície em relação ao plano horizontal, latitude e a direção para o qual se vai instalar o sistema de conversão de energia, são fatores a ter em conta antes de efetuar qualquer instalação fotovoltaica, conhecer o ângulo de incidência dos raios solares e a localização exata do Sol é crucial para quantificar a energia proveniente deste.

2.3.1 Declinação solar e excentricidade

O nosso planeta tem uma trajetória elíptica na sua translação em torno do Sol. A linha do equador tem uma inclinação em relação ao plano descrito por esta translação de aproximadamente 23,5 graus. O plano que contém esta trajetória é denominado de plano da eclíptica e a excentricidade desta órbita é tal que a distância da Terra ao Sol é $1,495 \times 10^{11}$ m e varia em 1,7% [4].

A inclinação, descrita anteriormente, faz com que a elevação do Sol varie na linha do horizonte, originando as estações e modificando os cálculos da posição do Sol para uma determinada data. Ao longo da trajetória solar, a Terra tem quatro posições características, o solstício de verão, com uma duração máxima do dia, o solstício de inverno, com uma duração mínima do dia, e os equinócios de primavera e outono, com igual duração do dia e da noite, estas quatro posições dizem respeito às quatro estações do ano e estão representadas na figura 2.2.

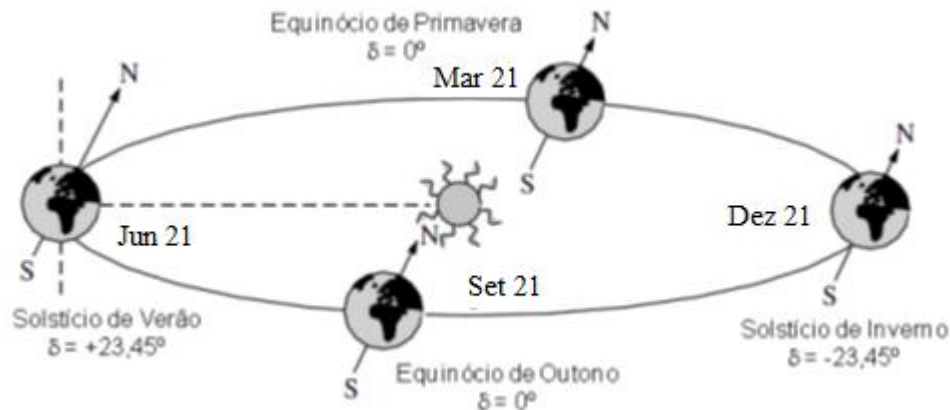


Figura 2.2 - Posição da Terra em relação ao Sol ao longo do ano [2].

A posição relativa do Sol em relação à Terra pode ser traduzida pelo sistema de coordenadas equatorial horário, composto pela declinação solar e pelo ângulo horário.

- Coordenada Declinação solar (δ)

A declinação solar é o ângulo entre o plano equatorial e o plano da eclíptica que varia entre os 23,45 graus positivos (respeitante a 21 de Junho) e os 23,45 graus negativos (respeitante a 21 de Dezembro), de acordo com o dia do ano. Esta pode ser calculada pela equação 1 a seguir apresentada [4], em que d é o número de dias a contar desde 1 de Janeiro.

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} (d - 81) \right] \quad (1)$$

Na figura 2.2 está representada a variação da declinação ao longo do ano.

- Coordenada Ângulo Horário (ah)

O ângulo horário é o ângulo formado entre o meridiano local e o meridiano celeste, que contém o Sol, é medido a partir do plano do equador e varia desde 0 graus, no meridiano local, a 360 graus, figura 2.3. Este valor é comumente medido em horas, designando-se por tempo solar e variando entre as 0 e 24 horas. Normalmente, o ângulo zero diz respeito ao meio dia solar, sendo que, a evolução começa de Este com sinal negativo acabando em Oeste com sinal positivo. Uma rotação da Terra corresponde a 360 graus de ângulo horário e por isso cada 15 graus corresponde a 1 hora, assim o ângulo horário, ah , bem definido pela equação 2 [4].

$$ah = 15 \cdot (TSV - 12) \quad (2)$$

Em que TSV representa o tempo solar verdadeiro.

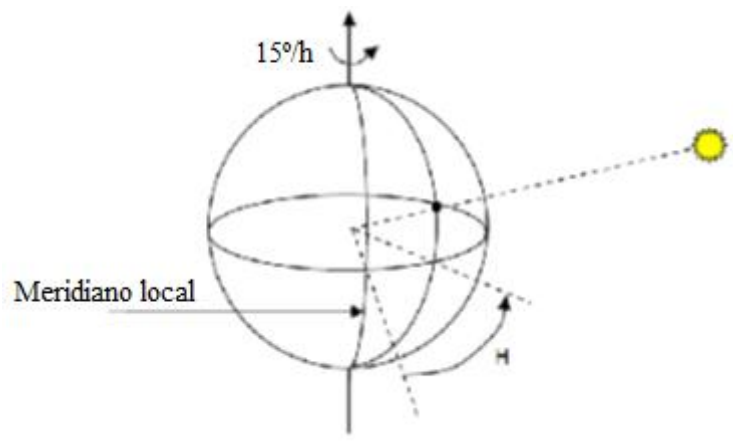


Figura 2.3 - Ângulo Horário [5].

A combinação da declinação com a latitude local determina a trajetória do movimento aparente do Sol para um determinado dia num determinado local na Terra.

- Latitude (ϕ)

A latitude traduz a variação geográfica do planeta e define-se como a posição angular de um ponto na superfície terrestre em relação ao equador terrestre. A figura 2.4 apresenta a colocação de um painel segundo a latitude do local, variando precisamente entre $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$, com norte positivo.

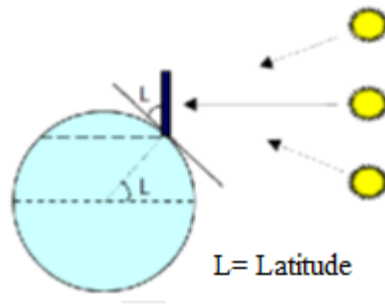


Figura 2.4 - Colocação de um painel segundo a latitude do local [5].

2.3.2 Posição do Sol em relação a superfícies horizontais

Para calcular a radiação solar que chega a uma superfície horizontal na Terra, é preciso conhecer as relações trigonométricas entre a posição do Sol e a superfície, isto é, através de uma relação dos ângulos explicados nas anteriores e nas próximas secções consegue-se chegar ao objetivo referido.

Para saber a posição em qualquer momento trabalha-se com as coordenadas horizontais: o azimute e altura.

- Altura (h)

A altura solar é o ângulo, num plano vertical, entre os raios do Sol e a projeção deles num plano horizontal.

- Azimute (α)

No plano horizontal, define-se como sendo o ângulo formado pela projeção dos raios do Sol neste plano com a direção sul. A figura 2.5 esclarece melhor a disposição destes ângulos. No campo da energia solar, o Sul é referido geralmente como $\alpha = 0^\circ$. O símbolo negativo é atribuído aos ângulos orientados a Este ($\alpha = -90^\circ$) e o símbolo positivo aos ângulos orientados a Oeste ($\alpha = 90^\circ$).

- Zénite (z)

Este parâmetro é o ângulo formado entre os raios solares e uma linha perpendicular ao plano horizontal, este ângulo é o complemento do ângulo da altura solar, h , ou seja a soma destes dois ângulos é 90 graus.

- Ângulo de incidência (i)

É o ângulo entre a radiação direta que incide na superfície e a normal a essa superfície.

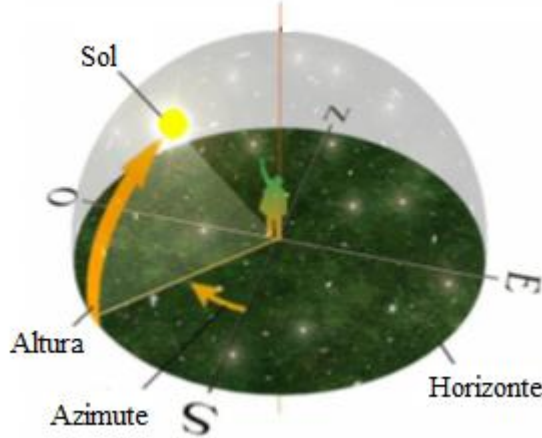


Figura 2.5 – Azimute e altura [5].

Assim para uma posição geográfica determinada, as relações trigonométricas entre o Sol e uma superfície horizontal são [4]:

$$\sin h = \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos ah = \cos i = \cos z \quad (3)$$

Neste caso o ângulo de incidência é o mesmo que o ângulo de altura.

$$\sin a = \frac{\sin ah \cdot \cos \delta}{\cos h} \quad (4)$$

Podemos comprovar que para um azimute entre $0^\circ \leq a \leq 90^\circ$, $\cos(a) \geq 0$, e para $90^\circ \leq a \leq 180^\circ$ tem-se que $\cos(a) \leq 0$.

Ao nascer do Sol a altura do Sol (h) é zero o que faz com que o zênite seja 90° . Assim chega-se às seguintes relações para ah_0 , ângulo de nascer e pôr do Sol:

$$\cos ah_0 = -\tan \phi \tan \delta \quad (5)$$

O ângulo nascer do Sol é igual ao ângulo de pôr do Sol, exceto no sinal, no nascer do Sol é menor que zero e no pôr do Sol é maior que zero.

A duração do dia (D) será duas vezes o ah_0 , que expresso em horas fica:

$$D = \frac{2}{15} \arccos(-\tan \phi \tan \delta) \quad (6)$$

2.3.3 Cartas Solares

A projeção aparente do Sol no plano horizontal do lugar é designada por diagrama de trajetória solar. Quando as trajetórias são representadas para vários dias do ano, numa dada latitude, obtém-se uma carta solar. As cartas solares contêm, para a mesma latitude, a mesma informação dada pelas expressões referidas anteriormente, estas são muito utilizadas na resolução de problemas de insolação e sombreamento, pois são de fácil utilização e muito

intuitivas. Na carta solar com coordenadas retangulares estão representados o azimute, variando de -120° a 120° , a altura solar, variando de 0° a 90° , as trajetórias solares aparentes de alguns dias do ano, ao longo do dia. Na carta solar com coordenadas polares estão representados o azimute, variando de 0° a 360° , a altura solar, variando de 0° a 90° , e também as trajetórias solares aparentes de alguns dias do ano, ao longo do dia. Portugal está dividido em cinco zonas em função da latitude. A figura seguinte representa a carta solar para a latitude compreendida entre 41° e 42° , latitude referente ao local da central que vai ser avaliada. [6]

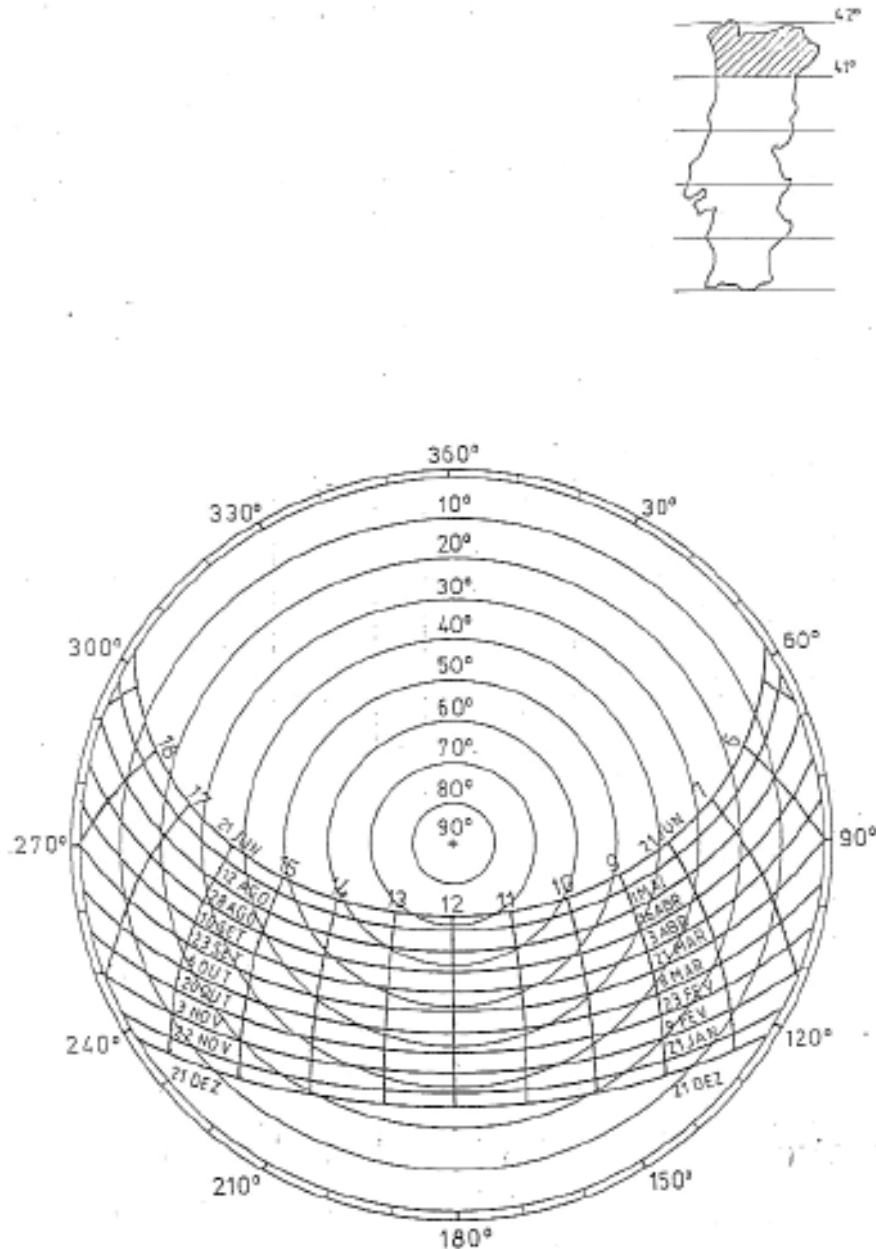


Figura 2.6 - Carta solar para Portugal Continental, latitude entre 41° e 42° [6].

2.3.4 Posição do Sol em relação a superfícies inclinadas

Os painéis FV (fotovoltaicos) fixos, normalmente, devem ser inclinados a fim de receber uma distribuição uniforme ou máxima da radiação ao longo do ano. Esta inclinação (β) varia de acordo com a latitude do local (ϕ).

O ângulo β é positivo para superfícies inclinadas orientadas para o sul no hemisfério norte e negativo para as localizadas no hemisfério sul e orientadas para o norte. As definições de ângulos tratados para superfícies horizontais são válidas também para uma superfície inclinada β graus em relação ao equador, se for considerado que a latitude terá agora um valor $(\phi - \beta)$.

A equação 3 para superfícies horizontais altera-se então da seguinte forma para o hemisfério norte:

$$\cos i = \sin \delta \cdot \sin(\phi - \beta) + \cos \delta \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \cos ah \quad (7)$$

E para o hemisfério sul:

$$\cos i = \sin \delta \cdot \sin(\phi + \beta) + \cos \delta \cdot \cos(\phi + \beta) \cdot \cos ah \quad (8)$$

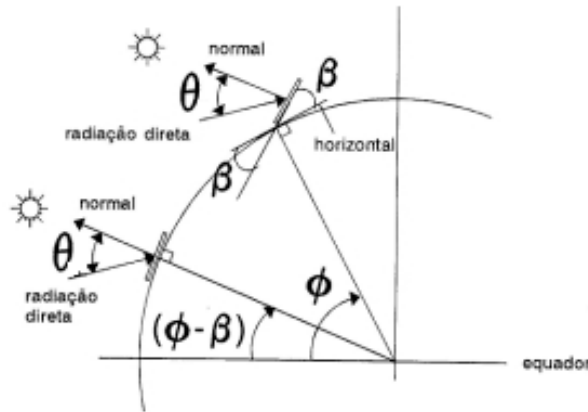


Figura 2.7 - Secção da Terra com β , ϕ e $(\phi - \beta)$ para uma superfície virada a sul. Adaptada de [4].

2.4 Radiação solar extraterrestre

A radiação emitida pelo Sol que chega até a atmosfera terrestre tem pouca variação. Iqbal [7] define como constante solar (I_S) a quantidade de energia procedente do Sol, que chega, por unidade de tempo e área, sobre uma superfície perpendicular aos raios solares localizada fora da atmosfera, para a distância média entre o Sol e a Terra. O valor da radiação que chega até a camada exterior da atmosfera varia na ordem do 1 % [4]. Isto devido à variação na distância ($1,47 \times 10^8$ e $1,52 \times 10^8$ km) entre o Sol e a Terra ao longo do ano.

Assume-se portanto um valor médio, para a constante solar, $I_S = 1367 \text{ W/m}^2$, valor adotado pelo *World Radiation Center* (WRC) [8].

A radiação solar extraterrestre, quantidade de energia recebida na parte exterior da atmosfera, por unidade de superfície, será função, permanentemente, da distância entre o Sol e a Terra, da declinação, da latitude do lugar considerado e do ângulo horário.

A radiação extraterrestre medida num plano normal à radiação num dia qualquer do ano poderá ser dada pela equação 9 [4].

$$I_0 = I_s \left(1 + 0,033 \frac{360 \cdot d}{365} \right) \cdot \cos z \quad (9)$$

Partindo desta expressão, poder-se-ão calcular os valores de radiação durante um dia em superfície horizontal, equação 10, com resultado em $[J/m^2]$, ou outros valores com resolução temporal qualquer.

$$H_0 = \frac{24 \cdot 3600}{\pi} \cdot I_{sc} \cdot \left(1 + 0,033 \cdot \cos \frac{360 \cdot d}{365} \right) \cdot \left(\sin \delta \cdot \sin \phi \cdot a h_0 \cdot \frac{\pi}{180} + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin a h_0 \right) \quad (10)$$

Se β é a inclinação da superfície em relação à horizontal, as expressões são semelhantes às anteriores, mas utilizando o ângulo $(\phi - \beta)$, em vez de ϕ .

2.5 Radiação solar terrestre

A atmosfera interfere na quantidade de radiação que chega à superfície terrestre, devido a fenómenos de reflexão, absorção (ozono, vapor de água, oxigénio, dióxido de carbono) e dispersão (partículas de pó, poluição) apenas uma parte da quantidade da radiação atinge a superfície.

A quantidade e energia solar recebida em determinada altura e num dado local do sistema Atmosfera-Terra, designa-se por insolação e para além de depender de fenómenos já citados anteriormente, depende ainda de fatores como:

- Duração do dia – quanto maior for o período de luz solar durante o dia maior será a possibilidade de insolação, o período diurno varia ao longo do ano consoante a estação em que se está. No Equador dia e noite tem a mesma duração mas nas regiões polares a duração do dia atinge um máximo de 24h no solstício de Verão e um mínimo de 0h no solstício de Inverno.
- Ângulo de incidência dos raios solares – Uma superfície perpendicular a um feixe vertical de raios solares recebe a quantidade máxima de energia. Em áreas em que os raios solares não tem esta orientação estão sujeitas a menor insolação ou porque os raios, neste caso oblíquos, tem que atravessar uma camada mais espessa de uma atmosfera que reflete e absorve energia, ou porque a energia é espalhada por uma área maior. Contextualizando com os ângulos de emissão dos raios solares, ao meio dia solar, a intensidade de insolação é maior. E nas horas da manhã ou tarde, quando o Sol está num ângulo mais baixo, a quantidade de insolação diminui.

A luz solar toma o percurso mais curto através da atmosfera, quando a posição do Sol é perpendicular à superfície da Terra. Se o ângulo de incidência solar é mais baixo, o percurso através da atmosfera é mais longo. Nesta segunda posição, leva a uma maior absorção e difusão da radiação solar, o que implica uma menor irradiância.

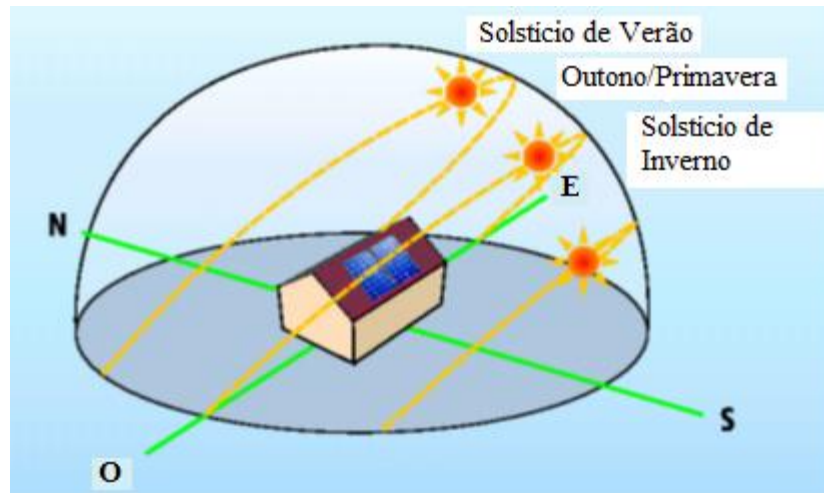


Figura 2.8 - Trajeto do Sol em determinados dias das estações [9].

A figura 2.9 mostra o espectro da radiação solar. Este é constituído por uma vasta gama de frequências, que vão desde os infravermelhos (baixas frequências) até às ultravioletas (altas frequências) e 99% da energia radiada pelo Sol tem comprimentos de onda compreendidos entre os $0,28\mu\text{m}$ e $4,96\mu\text{m}$, uma taxa relativamente pequena do espectro eletromagnético.

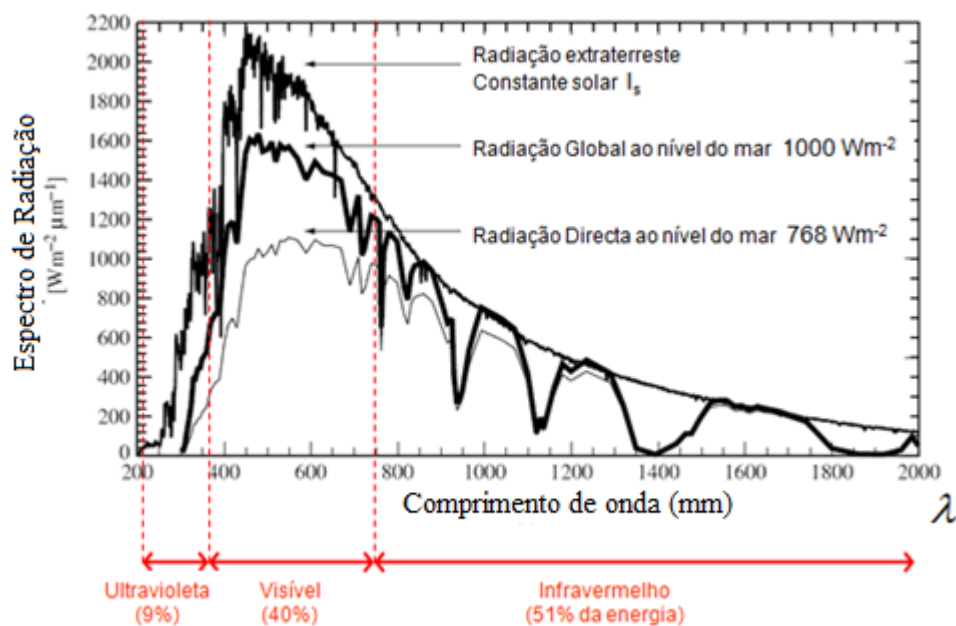


Figura 2.9 - Espectro da radiação solar. Adaptada de [2].

A absorção e difusão da radiação solar pela atmosfera da Terra contribuem para que a intensidade e distribuição espectral da radiação que chega à superfície sejam muito variáveis no tempo, apesar da radiação emitida pelo Sol não variar significativamente. A magnitude desta alteração depende da composição da atmosfera e do comprimento do percurso percorrido pelos raios solares, denominado, na área do fotovoltaico, por massa de ar, representando-se por AM , este fator AM indica um múltiplo do percurso da radiação solar na atmosfera para um local preciso, num determinado momento. A relação entre a posição do Sol e a massa de ar é definida do seguinte modo, h representa a altura do Sol:

$$AM = \frac{1}{\sin h} \quad (11)$$

Num dia de céu limpo, AM é $AM0$, nas mesmas condições mas a 90° consideramos $AM1$. O rendimento da conversão fotovoltaica da energia solar varia também a distribuição espectral da radiação solar (figura 2.10) e pode apresentar uma grande variabilidade à superfície da Terra, devido à hora do dia, dia do ano ou condição climática.

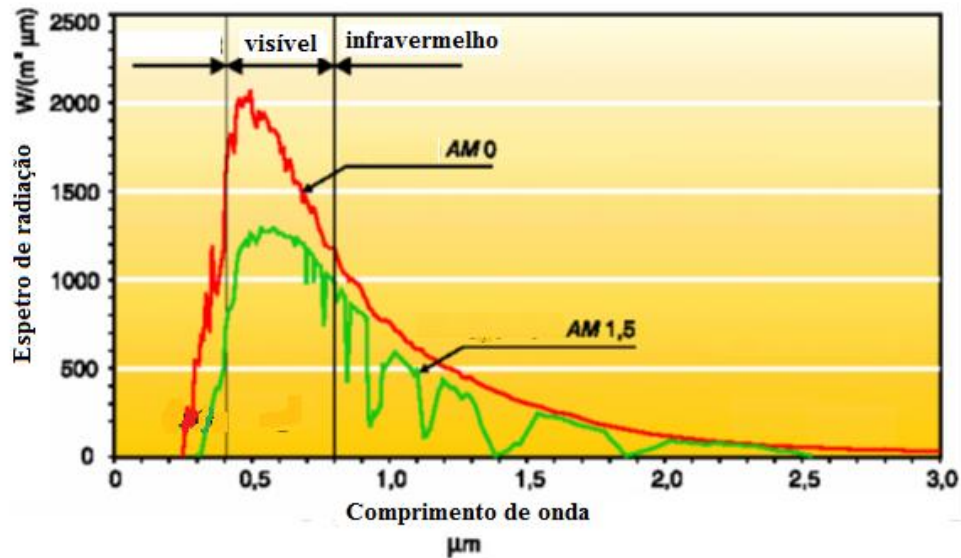


Figura 2.10 - Espectro solar AM 0 no espaço e AM 1,5 na Terra com uma altura solar de $41,8^\circ$ [9].

Associado a estes fenómenos, os materiais utilizados nos PV (painéis fotovoltaicos) são seletivos no que diz respeito à absorção de energia solar.

2.6 Distribuição da radiação

A junção da quantidade total da radiação solar que incide na superfície terrestre durante o período de um ano dá a radiação global anual em kWh/m^2 . A figura 2.11 indica a variação deste parâmetro consoante a diferente localização na superfície terrestre.

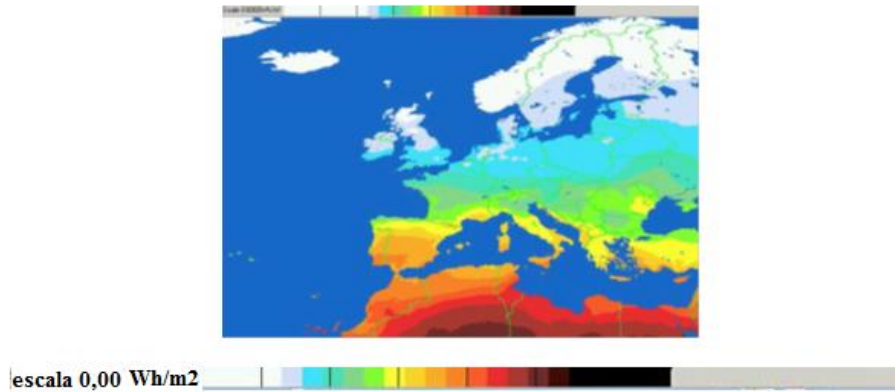


Figura 2.11 - Distribuição global da radiação solar. Adaptada de [10].

As diferenças regionais da radiação solar em Portugal, são evidenciadas na figura 2.12. Os somatórios médios da radiação são indicados para um ano normal.

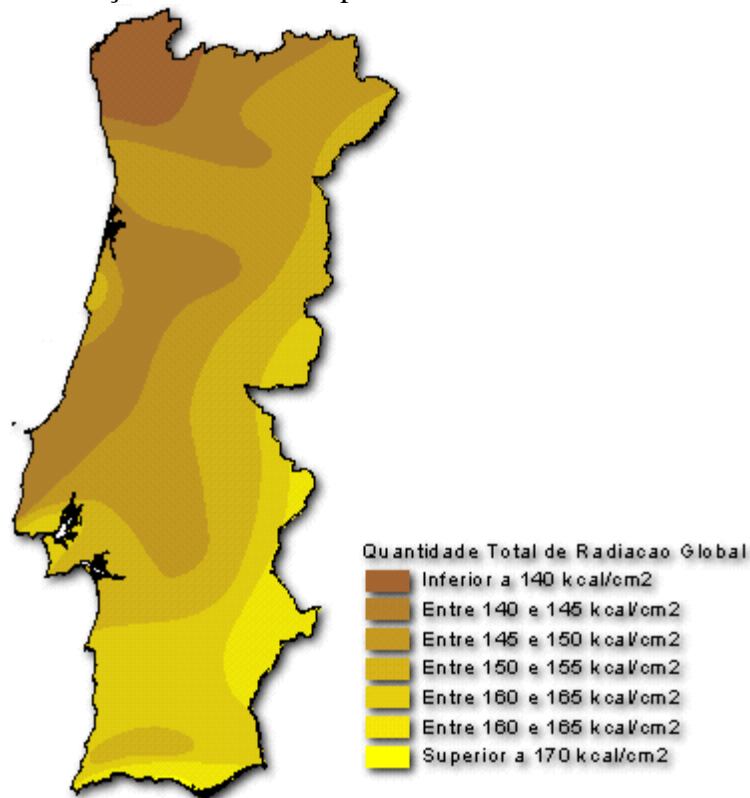


Figura 2.12 - Radiação global anual em Portugal [9].

2.7 Componentes da radiação

A luz solar que atinge a superfície terrestre, é composta por uma fração direta e por uma fração difusa. A radiação direta vem segundo a direção do Sol, produzindo sombras bem definidas em qualquer objeto. A radiação difusa é gerada pelos efeitos da dispersão dos componentes da atmosfera, onde estão incluídas as nuvens. Uma superfície inclinada recebe ainda radiação refletida pelo solo ou objetos próximos. A razão entre a radiação refletida e a incidente na superfície da terra denomina-se albedo (ρ) ou refletividade do solo, valores para diferentes superfícies são apresentados na tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Valores típicos de albedo para diferentes superfícies [7]

<i>Valores típicos de albedo</i>	
Terra preta seca	0,13
Grama	0,15-0,30
Areia branca	0,6
Neve fresca	0,8
Telha de cimento-amianto nova	0,39
Solo comum - terra marrom seca	0,2
Tijolo vermelho	0,32
Terra preta húmida	0,08
Asfalto novo	0,09
Areia molhada	0,09
Telha de barro (vermelha)	0,33
Telha de cimento-amianto velha	0,25
Tinta branca	0,8

Para diferentes composições da superfície terrestre, diferentes valores de albedo, e quanto maior for o albedo, maior é a reflexão da luz solar (pelo que mais brilhantes ficam as zonas adjacentes) e consequentemente a radiação difusa. Pode-se assumir um valor geral de 0,2 para o albedo, nesta dissertação [4].

A radiação solar global que chega a uma superfície pode ser expressa como a adição das três componentes:

$$H_T = \text{radiação direta} + \text{radiação difusa} + \text{radiação refletida} \quad (12)$$

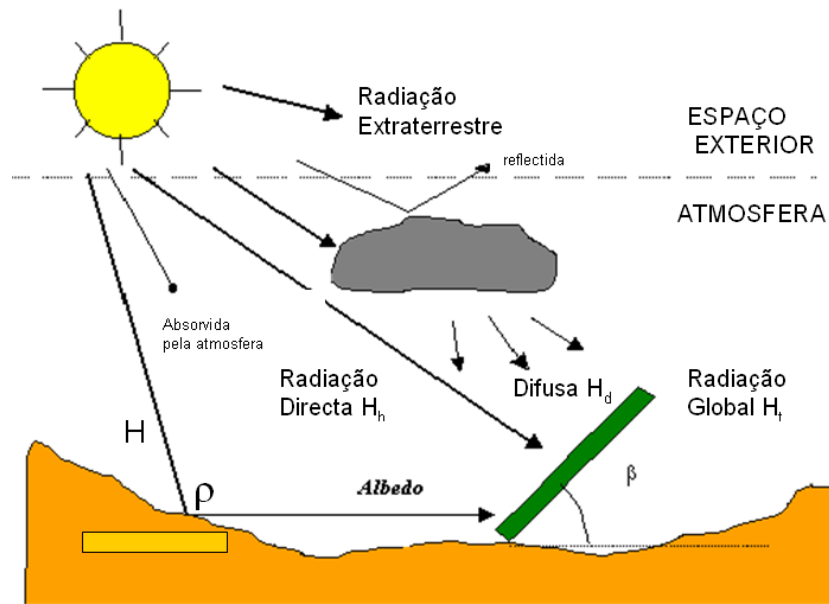


Figura 2.13 - Componentes da radiação [2].

Nos dias claros, a fração da radiação direta prevalece. No entanto, na maioria dos dias cobertos de nuvens, a radiação solar é quase completamente difusa. Em Portugal, a proporção da radiação solar difusa durante um ano, é cerca de 40% para 60% de radiação direta. [2]

No dimensionamento de sistemas fotovoltaicos é preciso determinar o fluxo de radiação direta e difusa incidente na instalação. Tendo em vista todos os fatores que condicionam a chegada da radiação, não é possível saber com antecipação quanta energia receberá o sistema. Para o dimensionamento utilizam-se valores de radiação de anos anteriores, podendo existir muitas localidades que não têm estes dados, e torna-se necessário estimá-los ou interpola-los partindo de relações com outros parâmetros conhecidos. Existem já alguns programas que conseguem gerar e estimar valores aceitáveis consoante interpolações de locais onde foram já efetuadas medições e retirados valores de radiação. O tipo de valores de radiação necessários para o dimensionamento depende da resolução com que se quer trabalhar. Assim, haverá sistemas que podem trabalhar com valores médios mensais de radiação, enquanto que para outros será preciso utilizar séries de dados horários.

2.8 Estimativa da Radiação Global Diária

O número de horas de Sol corresponde ao tempo durante o qual a radiação direta é maior que um determinado valor para que possa ser registado. Para grandes escalas de tempo e valores médios mensais de vários anos pode observar-se que existe uma correlação entre o número de horas de Sol e a quantidade de radiação global incidente num ponto.

Em muitos lugares o número de horas de Sol é o único dado certo que se regista, sendo então necessário conhecer as correlações entre este número e a radiação global diária (H), ainda que estes valores possam apenas ser utilizados como valores médios mensais.

Duffie e Beckman [4], propõem a utilização da seguinte equação.

$$\frac{H}{H_0} = a + b \cdot \frac{n}{N} \quad (13)$$

- n , Horas diárias mensais de luz solar;
- N , Número máximo de horas diárias de Sol possíveis;
- H_0 , Radiação global diária em superfície horizontal;

Os valores dos parâmetros a e b variam, segundo o lugar e suas características, Löff et al. (1966 a and b) [11] desenvolveu valores destas constantes para vários tipos de climas e localizações.

2.9 Radiação global sobre superfícies horizontais

Partindo dos valores da radiação global diária, é possível calcular os valores da radiação difusa e da radiação direta sobre a superfície horizontal.

2.9.1 Valores diários

A radiação difusa diária (H_d) incidente numa superfície correlaciona-se com a radiação global diária (H) que incide na mesma, através de Kt , índice ou coeficiente de transparência atmosférico diário, definindo-se pela equação 14.

$$Kt = \frac{H}{H_d} \quad (14)$$

Collares-Pereira e Rabl (1979) [12] propuseram uma expressão analítica que correlaciona estes valores conforme o coeficiente de transparência atmosférico.

A radiação direta diária (H_b) obtém-se como a diferença entre a radiação global e a radiação difusa:

$$H_b = H - H_d \quad (15)$$

2.9.2 Valores horários

Assim como no caso da radiação diária, a radiação difusa horária (I_d) incidente numa superfície relaciona-se com a radiação global horária (I_T). Neste caso, utiliza-se o índice de transparência atmosférico horário k_T , que se entende como o quociente entre a radiação global horária e radiação extraterrestre horária. A expressão usada é a dada por Erbs et al. (1982) [13]:

$$\frac{I_d}{I_T} = \begin{cases} 1,0 - 0,09k_T \rightarrow k_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_T + 4,388k_T^2 - 16,638k_T^3 + 12,336k_T^4 \rightarrow 0,22 < k_T \leq 0,80 \\ 0,165 \rightarrow k_T > 0,80 \end{cases}$$

O valor obtido para I_d não é muito exato, já que é difícil fazer a previsão somente com o valor da radiação global, o mesmo ocorrerá usando quaisquer outras correlações.

A radiação direta obtém-se com a diferença entre a radiação global e a radiação difusa:

$$I_b = I_T - I_d \quad (16)$$

2.10 Radiação global sobre superfícies inclinadas

A radiação global diária incidente sobre uma superfície inclinada, H_β , pode ser calculada como a soma das parcelas horárias da radiação global.

$$H_\beta = \sum_{horas} I_\beta \quad (17)$$

Onde I_β pode ser obtida como a soma horária da radiação direta, difusa e refletida [4].

$$I_\beta = I_{b,\beta} + I_{d,\beta} + I_{r,\beta} \quad (18)$$

Conhecendo a radiação sobre uma superfície horizontal pode ser calculada a radiação sobre uma superfície inclinada através da seguinte expressão [4].

$$I_\beta = I_b \cdot \frac{\cos i}{\sin h} + I_d \cdot \frac{1 + \cos \beta}{2} + I \cdot \rho \cdot \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (19)$$

A análise da radiação anual permite uma melhor percepção na avaliação das áreas existentes, tendo em conta o seu aproveitamento solar. A figura 2.14 mostra o exemplo de Lisboa, a qual representa a radiação solar anual que incide numa área de um metro quadrado, em função do azimute e da altura solar (média a longo prazo).

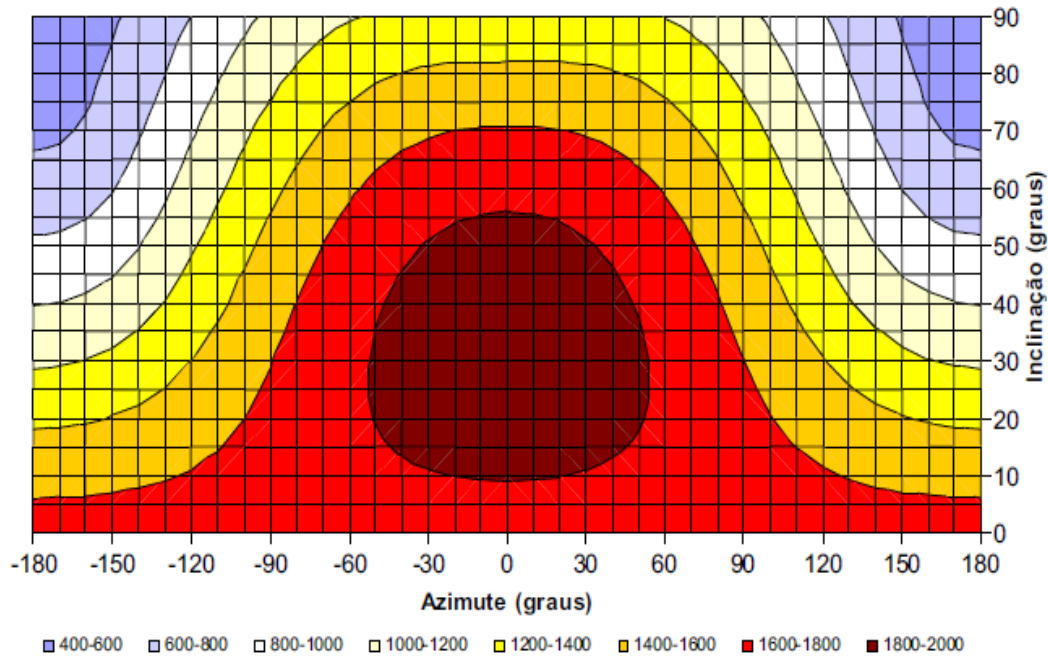


Figura 2.14 - Radiação solar global para diferentes orientações da superfície recetora [9].

A orientação da instalação solar, faz com que os níveis de radiação não sejam constantes. Em Portugal, a orientação ótima de uma instalação é a direção Sul, com um ângulo de 35° de inclinação. [9]

É importante mais uma vez, como anteriormente referido, conhecer a trajetória do Sol ao longo do ano. Nos sistemas em que não há capacidade de seguimento dessa trajetória, nos sistemas fixos, normalmente o que se faz é orientar o painel para sul, no caso da sua localização se situar no hemisfério norte. E vice-versa para o caso do hemisfério sul. É normal adotar-se uma inclinação ótima para o painel, correspondente ao seu valor médio anual. No entanto, em casos em que haja insuficiência de dados ou elementos para cálculo, normalmente estabelece-se que a inclinação do painel será igual ao ângulo de latitude.

Próximo da linha do Equador, a melhor posição é a horizontal, com uma pequena inclinação que permita a drenagem de água da chuva na superfície exterior do painel.

Para minimizar este problema, aumentando o tempo de que o painel recebe a radiação, existem atualmente no mercado sistemas solares com seguimento a um (este - oeste) e dois eixos (sul – norte, este – oeste).

2.11 Processos de medição da radiação solar

A medição da radiação solar pode ser efetuada por instrumentos tais como: piranómetros, pireliómetro, sensores fotovoltaicos ou indiretamente através da análise das imagens de satélite.

Os piranómetros são instrumentos de medição de elevada precisão, que medem a radiação solar num plano.

Os sensores fotovoltaicos são muito mais baratos do que os piranómetros. Na maioria dos casos são utilizados sensores de silício cristalino. Um sensor fotovoltaico consiste numa célula solar, que fornece uma corrente elétrica proporcional à irradiância solar. Contudo, certas partes da radiação solar não são medidas com total precisão devido à sensibilidade do espectro. Os sensores solares fotovoltaicos, são muitas vezes instalados como um instrumento operacional de controlo nos sistemas fotovoltaicos de maior dimensão.

Os aparelhos de aquisição e armazenamento de dados, ligados a dispositivos de análise ou a inversores modernos, podem comparar a radiação medida com a energia elétrica produzida, permitindo assim avaliar o desempenho do sistema fotovoltaico. Na figura 2.15, é apresentado um compacto aparelho de medida, que inclui um sensor, um visualizador da radiação e da temperatura, e um sistema de aquisição e armazenamento de dados opcional.



Figura 2.15 - Instrumento de medição da radiação com sensor fotovoltaico [14].

2.12 O aumento da geração energética seguindo o movimento do Sol

Alguns painéis fotovoltaicos permitem seguir o movimento do Sol, permitindo minimizar o ângulo de incidência da radiação direta na sua superfície, maximizando a radiação direta incidente. Os sistemas dotados de seguimento solar permitem que o painel esteja constantemente a ser orientado segundo a posição solar, permitindo minimizar o ângulo de incidência da radiação direta na sua superfície captando permanentemente a componente máxima desta radiação, maximizando a energia elétrica produzida. Estes sistemas são, porém, usados normalmente em grandes centrais fotovoltaicas, já que é necessário fazer um grande investimento para obter este equipamento, o que é recompensado posteriormente com uma maior geração de energia elétrica.

Os ângulos de incidência e de azimuth são necessários para o correto movimento dos painéis, Duffie and Beckman [4] apresentam as relações de ângulos que se podem usar para estas superfícies moveis.

Se um sistema seguir a posição do Sol, a energia produzida será maior, em dias em que a radiação é maior, em que existe uma grande incidência de radiação direta, podem obter-se ganhos relativamente elevados de radiação através deste movimento. Em dias sem nuvens, estes ganhos podem atingir 50 % no Verão e 300 % no Inverno, quando comparados com os ganhos de sistemas fotovoltaicos com uma área de captação horizontal [9].

A maior parte do aumento da geração de energia, devido ao movimento do equipamento que permite seguir a deslocação do Sol, pode ser obtida no Verão, uma das razões é o número de dias nublados no inverno ser maior.

Há dois tipos de dispositivos, já referidos anteriormente, que permitem o movimento dos equipamentos de acordo com a deslocação do Sol, os que têm dois eixos e os que têm apenas um eixo. Os mecanismos com dois eixos (figura 2.16) focam sempre o Sol na melhor posição, embora se tornem mais complexos tecnicamente. Estes dispositivos permitem seguir a trajetória diária do Sol bem como a trajetória anual. Esta última pode ser conseguida de um modo bastante simples, uma vez que o ângulo de inclinação terá de ser ajustado em maiores períodos de tempo semanal ou mensal.

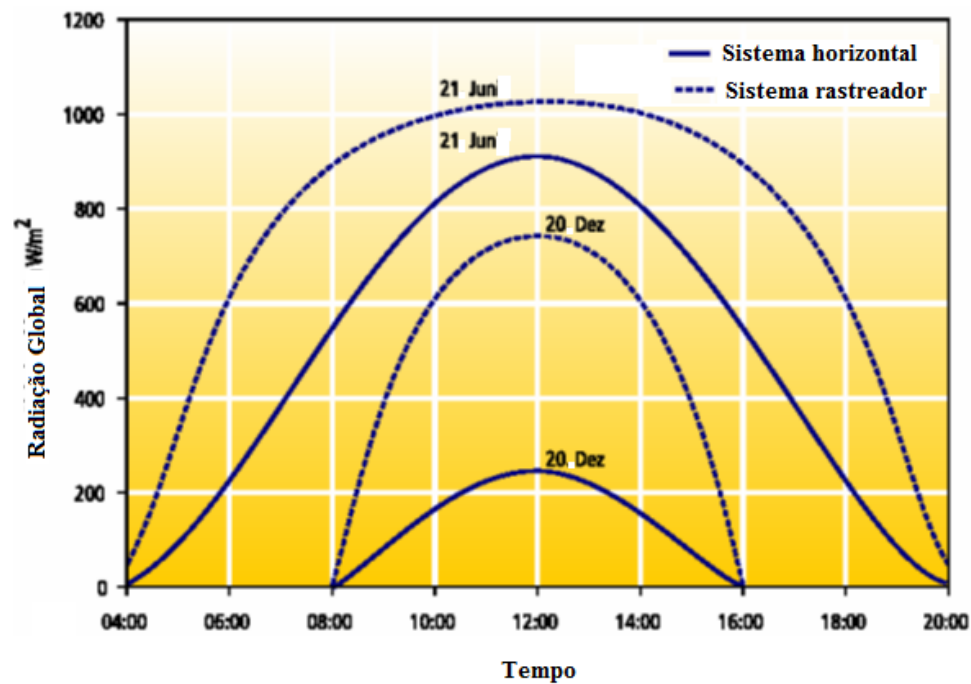


Figura 2.16 - Diferenças da radiação para duas áreas (horizontal e orientada), em dias sem nuvens, para 50° de latitude. Adaptada de [3].

O processo móvel é mais dispendioso e requer um mastro vertical regulável, que terá de resistir às grandes pressões do vento.

A figura 2.17 mostra exemplos de painéis fotovoltaicos com a configuração explicada anteriormente.



Figura 2.17 - Diferentes mecanismos de sistemas de orientação solar, em operação no solo da fábrica UFA em Berlim [9].

3. Sistema fotovoltaico

3.1 Introdução

Por Fotovoltaico entende-se a junção de Foto (Luz) e Volt (unidade de tensão elétrica), este é um termo específico para geração de energia elétrica a partir da radiação solar. Usualmente utiliza-se a sigla internacional PV como abreviatura, embora em Portugal se use também FV.

Um sistema fotovoltaico compreende o agrupamento de módulos em painéis fotovoltaicos e de outros equipamentos, que armazenam ou transformam a energia elétrica para ser utilizada em diferentes aplicações. Os painéis solares fotovoltaicos são compostos por células solares que captam a luz do Sol, estas células são por vezes, e com maior propriedade, chamadas de células fotovoltaicas, ou seja, criam uma diferença de potencial elétrico por ação da luz (seja do Sol ou por luz artificial). As células solares baseiam-se no efeito fotovoltaico para absorver a energia do Sol e fazem a corrente elétrica fluir entre duas camadas com cargas opostas, a camada orientada para o Sol está contaminada negativamente com fósforo e a camada inferior está contaminada positivamente com boro. É produzido um campo elétrico na junção das duas camadas, que conduz à separação das cargas libertadas pela luz solar.

O sistema é normalmente composto pelo gerador fotovoltaico, os elementos de condicionamento de potência e proteção e em sistemas autónomos existe ainda um sistema de armazenamento de energia que utiliza baterias, que armazenam a eletricidade gerada.

3.2 Célula fotovoltaica

Como já foi introduzido anteriormente, as células fotovoltaicas são dispositivos semicondutores fotossensíveis que tem a propriedade de converter parte da energia solar incidente em energia elétrica.

Neste processo, são utilizados materiais semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, telurieto de cádmio ou disselenieto de cobre e índio. A célula de silício cristalina é a mais comum porque tem um espectro de absorção da luz dentro da faixa de comprimentos de ondas abrangida pela radiação solar. Atualmente, cerca de 95% de todas as células solares do mundo são de silício. Numa posição próxima do oxigénio, é o segundo elemento químico mais frequentemente utilizado na Terra. O silício apresenta uma disponibilidade quase ilimitada, não existindo como um elemento químico, mas apenas associado à areia de sílica.

O material utilizado nas células solares deve ser da maior pureza possível, conseguindo-se o proposto através de sucessivas etapas na produção química. Até aos dias de hoje, os fabricantes de células solares têm obtido, na sua maior parte, o material purificado do

desperdício da indústria. O comportamento dos átomos de silício e as suas funcionalidades, são apresentadas ao pormenor no anexo A.1.

Os terminais das células apresentam estruturas de metal em ambas as faces da célula. Para se obter uma boa circulação da corrente gerada, os contactos metálicos ocupam toda a área da face não exposta à luz e a face que recebe a radiação solar é composta por uma grelha, protegendo a área que não deve ser metalizada.

A fina camada de prata responsável pela condução é normalmente reforçada por um processo de eletrodeposição. Finalmente, para diminuir as perdas por reflexão da luz solar no Si, deposita-se uma camada (camada anti-reflexão) feita de nitreto de silício ou de dióxido de titânio.

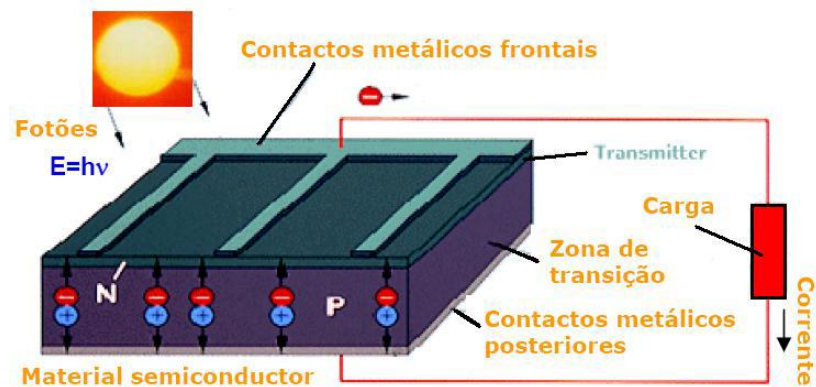


Figura 3.1 - Célula fotovoltaica [2].

A radiação provoca a separação dos portadores de carga, como já foi referido, e o surgimento de uma corrente caso exista um aparelho de consumo ligado (a figura 3.2 mostra uma lâmpada). As perdas ocasionadas pela recombinação, pela reflexão e pelo sombreamento entre os contactos frontais, ocorrem na célula solar.

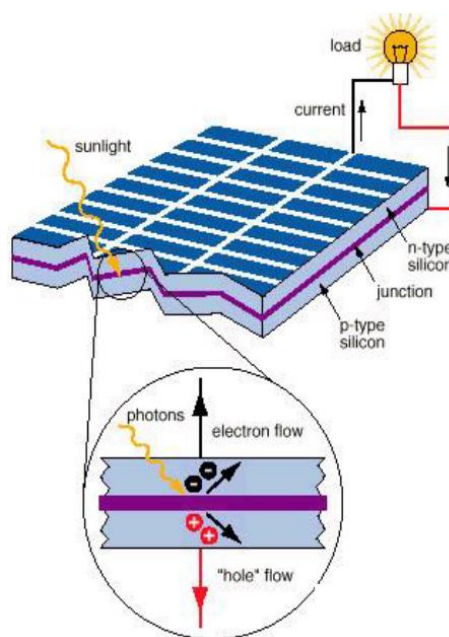


Figura 3.2 - Conversão da Radiação Solar em eletricidade [2].

Apesar de cada célula solar fornecer uma quantia relativamente pequena de energia, um conjunto de células solares espalhadas numa grande área pode gerar uma quantidade de energia suficiente para ser útil. Esta conversão não é linear, a produção diária, potência elétrica disponível à saída, depende do grau de incidência da radiação solar, ou seja da irradiância, que está sempre relacionada com hora do dia.

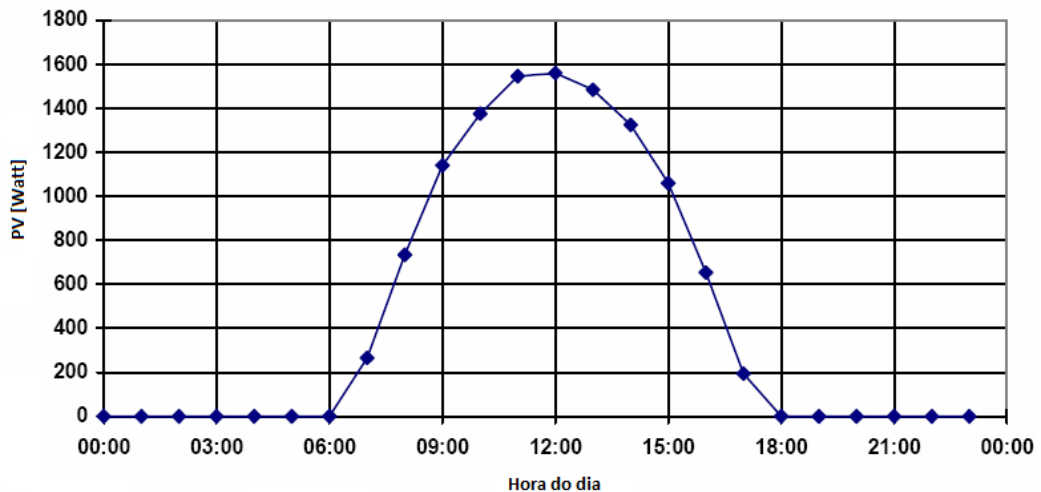


Figura 3.3 – Relação entre irradiância e potência [2].

3.3 Tipos de células

As células solares dividem-se em 2 grupos fundamentais: células convencionais e películas finas. No grupo das células convencionais englobam-se as de silício monocristalino (c-SI) e silício policristalino (m-SI), no grupo das películas finas, tecnologicamente mais recente e evoluídas encontram-se, entre outras, as células de arsenieto de gálio (GaAs), silício amorfo (a-SI) e um subgrupo de compostos policristalinos que poderão ser constituídos por exemplo por teluriato de cádmio (CdTe). Seguidamente, resumidamente, explicar-se-ão as características de alguns dos tipos de células que existem no mercado e que foram enunciadas anteriormente.

Silício cristalino

O silício cristalino é a tecnologia mais comum, apresentando o maior nível de produção comercial. Esta posição no mercado deve-se ao seu elevado grau de robustez, eficiência e fiabilidade. A nível tecnológico o silício cristalino encontra-se dividido em dois grupos, monocristalino e policristalino.

Nas **células monocristalinas**, o silício deve possuir um nível de pureza extremamente elevado, 99,9%. O processo para se obter este nível de pureza ocorre em reatores sob atmosfera controlada, com velocidades de crescimento do cristal extremamente lentas. As temperaturas envolvidas neste processo rondam os 1400°C, sendo necessária muita energia, o que consequentemente leva a custos de produção elevados. Os melhores painéis disponíveis no mercado têm uma eficiência entre 15 a 18%.

As **células policristalinas** apresentam uma eficiência de conversão de energia menor, 13 a 15%, mas em compensação o custo de produção é mais baixo. Para a produção destas células o silício é fundido num bloco, o que resulta num cristal com grande quantidade de impurezas, tornando estas células menos eficientes. A relação preço/potência entre estes dois tipos de células é pouco significativo.

Arsenieto de gálio

As células de arsenieto de gálio são compostas por uma mistura de gálio e arsénio. O gálio é um subproduto da fundição de outros metais, extremamente raro, o que se traduz num custo excessivamente elevado. A sua eficiência ronda os 30%, muito superior às melhores células existentes no mercado. São células bastante finas, praticamente insensíveis ao calor e muito resistentes aos danos provocados pela radiação, o que diminui a sua deterioração ao longo do tempo. Porém, o custo de fabricação destas células tem sido o maior obstáculo para a sua implementação no mercado. Assim torna-se impensável a produção comercial destas células, sendo usadas apenas em painéis solares de satélites artificiais [15].

Silício amorfo

No início dos anos 80 o silício amorfo era visto como a única tecnologia de películas finas economicamente viável. Estas células são ideais para aplicação em calculadoras, relógios e produtos de baixo consumo elétrico. O processo de produção ocorre a temperaturas relativamente baixas, cerca de 300°C. Este aspeto construtivo possibilita que sejam depositados sobre substratos de baixo custo, como vidro, aço inox e alguns plásticos. Existem no mercado painéis fotovoltaicos flexíveis, inquebráveis, semitransparentes, que estão a ampliar este mercado devido à sua versatilidade. Estes painéis apresentam uma característica interessante, a eficiência inicial é da ordem dos 15 a 20%, vindo a estabilizar algum tempo depois nos níveis indicados pelos fabricantes. Logo, o painel adquirido apresenta uma *performance* superior à especificada para o produto. Após aproximadamente um ano em funcionamento a *performance* estabiliza nos níveis da garantia do produto. Os melhores painéis disponíveis no mercado apresentam uma eficiência entre os 5 a 8%.

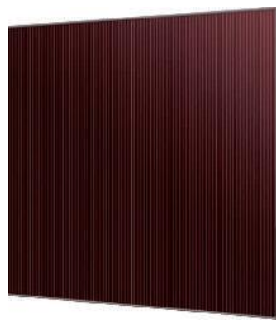


Figura 3.4 - Módulo fotovoltaico do tipo silício amorfo [16].

Este tipo de célula, como será referenciado posteriormente, fará parte da constituição dos painéis fotovoltaicos da central em estudo.

Telureto de cádmio

É uma tecnologia baseada em películas finas, apresentando um preço atrativo, tal como o silício amorfo. Estes painéis são normalmente fabricados sob a forma de palas de vidro com um tom azul-escuro. Esteticamente são mais atrativas do que as células cristalinas, tendo por isso as aplicações arquitetónicas como principal atracção. Em contrapartida, a baixa

abundância destes elementos e a sua toxicidade são aspetos negativos que têm travado a evolução desta tecnologia, tal como indicado em [17]. Os painéis existentes no mercado possuem uma eficiência entre 6 a 9%.

Híbridas, HIT

Estas células combinam duas tecnologias diferentes, trata-se da junção de uma célula de silício cristalino com uma outra de película fina. O núcleo da célula é constituído por silício cristalino, sendo este revestido por uma camada de silício amorfo. Entre os dois existe uma camada fina intrínseca que faz o contacto elétrico. O silício amorfo possui impurezas do tipo-p e a pastilha de silício cristalino possui impurezas do tipo-n, formando-se assim a junção p-n. Não existe degradação da eficiência em consequência do envelhecimento da célula, como acontece no silício amorfo. A vantagem destas células encontra-se no facto de possuírem um melhor comportamento a temperaturas elevadas face às células de silício cristalino. A eficiência destes painéis fotovoltaicos ronda os 18%.

Comparação dos diferentes tipos

A tecnologia mais implementada no sector fotovoltaico é o silício cristalino, pois é aquela que apresenta uma maior eficiência e que necessita de menor área para instalar painéis com potência igual.

A tecnologia de películas finas é menos eficiente, apresentando como vantagem o custo inferior dos painéis e também o facto de serem mais agradáveis ao olhar.

A tecnologia HIT possui uma eficiência igual aos painéis de silício cristalino e consequentemente a mesma área de instalação para painéis com a mesma potência. No entanto, o seu melhor comportamento a temperaturas elevadas pode trazer vantagens em algumas aplicações.

Tabela 3.1 - Eficiência e área necessária por kWp, para as várias tecnologias dos painéis

Tecnologia	Silício Cristalino		Película Fina		HIT
	Monocristalino	Policristalino	Silício Amorfo (a-Si)	Telureto de Cádmio (CdTe)	
Eficiência (%)	15 - 18	13 - 15	5 - 8	6 - 9	15 - 18
Área necessária por kWp (painéis)	7m ²	8m ²	15m ²	11m ²	7m ²

3.4 Características dos Sistemas Fotovoltaicos

3.4.1 Curva característica I-V

A curva I-V de um sistema solar de células é a sobreposição da curva IV do diodo de células solares, no escuro, com a corrente de luz gerada, ou seja, a célula fotovoltaica é

considerada como sendo um diodo, cuja junção p-n ao ser exposta à radiação solar cria corrente (I) que é dada pela corrente gerada pelos fótons (I_L) menos a corrente para o diodo no escuro (I_D).

$$I = I_L - I_D \quad (20)$$

O valor da corrente no escuro é dado pela equação 21:

$$I_D = I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (21)$$

Onde I_0 é a corrente de saturação reversa, q é a carga elétrica do eletrão, V é a tensão nos terminais da célula, n é o fator de idealidade do diodo, k é a constante de Boltzmann e T é a temperatura de junção da célula [18].

Desta forma a equação 22 representa uma célula fotovoltaica ideal.

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (22)$$

Nas células reais nem toda a corrente é entregue ao destino (carga ou rede), existem perdas devido a fugas de correntes proporcionais à tensão. Estas perdas são representadas por resistências elétricas internas à célula, as quais estão associadas a uma resistência em série (R_s) e outra em paralelo (R_{sh}). Assim, é possível representar a célula fotovoltaica por um circuito equivalente constituído por um diodo, um gerador de corrente e mais duas resistências (figura 3.5).

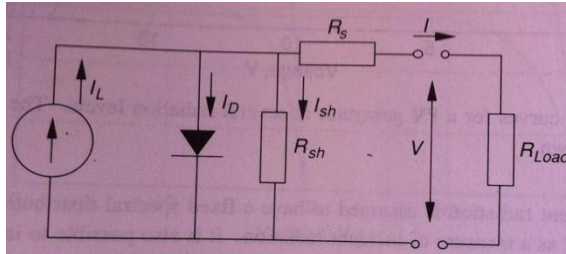


Figura 3.5 - Circuito equivalente de um gerador fotovoltaico [4].

A uma temperatura e radiação solar fixa, a curva característica IV do modelo da figura anterior é dada pela equação 23 [4].

$$I = I_L - I_D - I_{sh} = I_L - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (23)$$

A potência pode ser obtida pela equação que se segue.

$$P = IV \quad (24)$$

A resistência em série resulta da própria resistência do semiconductor dopado, da resistência da grelha metalizada da face frontal e da resistência dos contatos necessários para tirar a corrente da célula. A resistência em paralelo tem a sua origem nas imperfeições da união p-n ou no material que constitui a célula e é responsável pela existência de fuga de

corrente. Com a determinação dos parâmetros anteriores, é possível obter a curva corrente-tensão completa (figura 3.6).

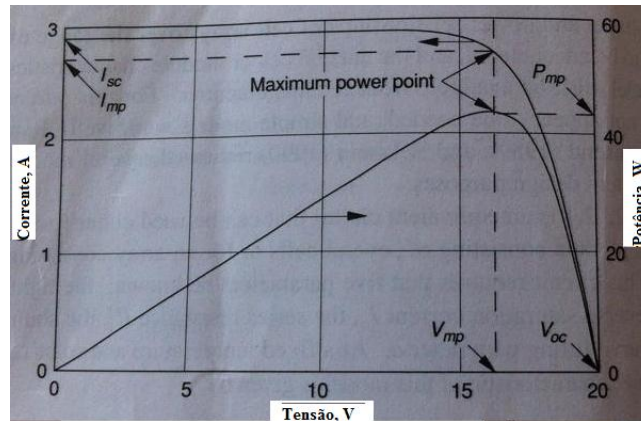


Figura 3.6 - Curva típica I-V e P-V para um módulo fotovoltaico [4].

A análise da curva I-V é de fundamental importância na caracterização de um gerador fotovoltaico, pois a partir dela é possível obter os principais parâmetros que determinam a sua qualidade e desempenho.

Uma boa célula fotovoltaica apresenta, partindo do curto-circuito, uma corrente quase constante, decrescendo levemente com o aumento da tensão até chegar a um joelho, a partir do qual assume um comportamento de rápida diminuição, até cruzar quase verticalmente o eixo das tensões. A potência gerada pela luz solar apresenta um máximo nitidamente localizado próximo ao joelho da curva I-V (figura 3.6). Cada ponto da curva de potência versus tensão interpreta-se como a potência que é gerada para uma determinada resistência da carga. No módulo, existe só um ponto para o qual a potência máxima pode ser extraída (na zona do joelho da curva). Assim, o ponto de potência máxima, com a abreviatura MPP, é produto da tensão de potência máxima (V_{mpp}) e corrente de potência máxima (I_{mpp}). A potência nominal dos módulos expressa-se através da potência de pico na unidade Wp (Watt pico), referente a condições *standard*, definidas mais adiante.

A seguir apresentam-se mais alguns parâmetros importantes que são utilizados para caracterizar células solares, tais como a corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, o fator de forma e a eficiência, parâmetros determinados a partir da curva I-V.

A corrente que atravessa a célula ou o módulo quando a tensão é zero designa-se por corrente de curto-circuito, normalmente expressa como I_{SC} , como podemos ver na figura 3.7.

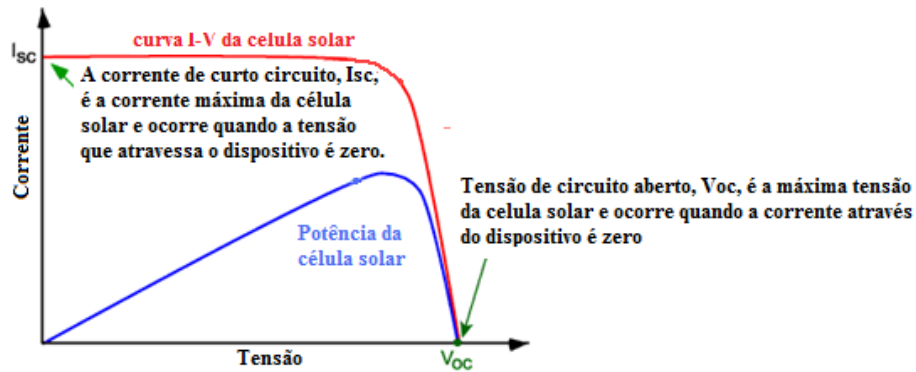


Figura 3.7 - Curva I-V de uma célula solar que mostra a corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto [19].

Para as condições de curto-circuito, a corrente que atravessa o diodo é muito pequena e a corrente fornecida pela luz, I_L , é igual á corrente de curto-circuito. Consequentemente, a corrente de curto-circuito é a maior corrente que pode ser esperada pela célula solar. Pode depender de fatores como: área da célula, números de fótons incidentes, do espectro da luz incidente, etc..

No caso em que o módulo fotovoltaico não está ligado, a corrente nos seus terminais é nula. Se o módulo permanece em circuito aberto, este polariza-se com uma tensão designada tensão de circuito aberto (V_{OC}), na qual a corrente gerada pela luz é compensada quase em sua totalidade pela corrente de polarização do diodo.

O **fator de forma** (FF) expressa a aproximação a um retângulo da curva I-V. Quanto maior for a qualidade das células, mais próxima da forma retangular será curva I-V, significa isto que a curva pode ser usada para qualificar as células e detetar defeitos de fabricação [19].

$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (25)$$

O FF apresenta sempre valores menores que a unidade, normalmente entre 0,7 e 0,8 para células de Si.

A **eficiência** é dos parâmetros mais utilizados para comparar o desempenho de uma célula fotovoltaica.

Eficiência (η) define-se como a relação entre a potência elétrica máxima que uma célula solar pode entregar e a potência da radiação solar incidente sobre a célula [4].

$$\eta = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{A_c \cdot G} \quad (26)$$

G : Radiação incidente (W/m^2);

A_c : área útil do módulo (m^2);

Performance Ratio, PR, é uma das unidades de medida mais importante para a avaliação da eficiência de um sistema fotovoltaico. Mais concretamente, a *Performance Ratio* designa a relação entre a possível geração de energia real e teórica. Esta é amplamente independente do alinhamento de um sistema fotovoltaico e da radiação num sistema fotovoltaico. Desta forma,

pode-se com a ajuda da *Performance Ratio* comparar sistemas fotovoltaicos ligados em rede em locais diferentes do globo terrestre.

Performance Ratio (do inglês: "*performance*" = rendimento, resultado e "*ratio*" = relação, proporção) é uma medida, independente da localização, para a qualidade de um sistema fotovoltaico e é por isso frequentemente designada como fator de qualidade. A *Performance Ratio* (PR) é fornecida em percentagem e designa a relação entre o rendimento real e o rendimento esperado do sistema fotovoltaico. Quanto mais próximo dos 100 % estiver o valor da PR estipulado para um sistema fotovoltaico, mais eficaz é este sistema fotovoltaico. Um valor de 100 % não é contudo atingível na realidade, pois durante a operação do sistema fotovoltaico também ocorrem sempre perdas inevitáveis (p. ex. perdas térmicas devido a aquecimento do módulo fotovoltaico). Sistemas fotovoltaicos eficientes atingem normalmente uma PR até 80 %.

A *Performance Ratio* informa acerca da eficácia energética e da fiabilidade do sistema fotovoltaico. Pode ser calculada através da expressão 27 [20]:

$$PR = \frac{\text{Geração real do sistema indicado em kWh num ano}}{\text{Geração nominal do sistema calculado em kWh num ano}} \quad (27)$$

Os fatores seguintes podem ter influência sobre o valor PR:

Fatores ambientais:

- Temperatura dos módulos fotovoltaicos
- Radiação solar e perdas
- Existência de sombra ou sujidade do aparelho de medição
- Existência de sombra ou sujidade do módulo fotovoltaico

Outros fatores:

- Intervalo de tempo determinado
- Perdas em linha
- Degradação ao longo do tempo
- Grau de rendimento do módulo fotovoltaico
- Grau de rendimento do inversor
- Diversas tecnologias de células solares do aparelho de medição e do módulo fotovoltaico
- Alinhamento do aparelho de medição

A equação característica de uma célula fotovoltaica pode ser adaptada para os módulos fotovoltaicos. Nesta adaptação considera-se a tensão, corrente e resistência referidas ao módulo, e o fator $[nkT/q]$ deve ser multiplicado pelo número de células associadas em série no módulo (N_c) [4].

$$V_t = N_c \left(\frac{nkT}{q} \right) \quad (28)$$

E obtém-se a equação 29 para o módulo.

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (29)$$

Onde R_s e R_{sh} representam agora a resistência em série e paralelo correspondente ao módulo fotovoltaico.

Rauschenbach (1980) [21], Townsend (1989) [22], Eckstein (1990) [23] e Krenzinger (1993) [24] apresentam modelos e expressões específicas que permitem obter os valores de I_L , I_0 , R_s , R_{sh} e n para que a equação 29 possa ser resolvida, contudo estes valores são obtidos a partir dos dados especificados nos catálogos fornecidos pelos fabricantes de módulos, que geralmente são: tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, tensão no ponto de máxima potência, corrente no ponto de máxima potência.

Estes podem ser dados para condições padrão de operação, (STC - *Standard Test Conditions*), definindo-se estas para uma irradiância e temperatura com valores de 1000 W/m² e 25 °C, respetivamente, e uma massa de ar $AM=1,5$ [4]. Para complementar as informações do desempenho elétrico em STC, alguns fabricantes informam também suas características à temperatura nominal de operação da célula (NOCT - *Nominal Operation Cell Temperature*), correspondentes a uma irradiância de 800W/m², temperatura ambiente de 20 °C e velocidade do vento de 1 m/s.

3.5 Equipamentos do sistema

3.5.1 Módulo ou painel fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos são utilizados como componentes de sistemas de maior dimensão que produzem energia elétrica para aplicações comerciais ou domésticas. Por outro lado, o agrupamento de vários módulos fotovoltaicos é denominado por painel fotovoltaico (do Inglês, array).

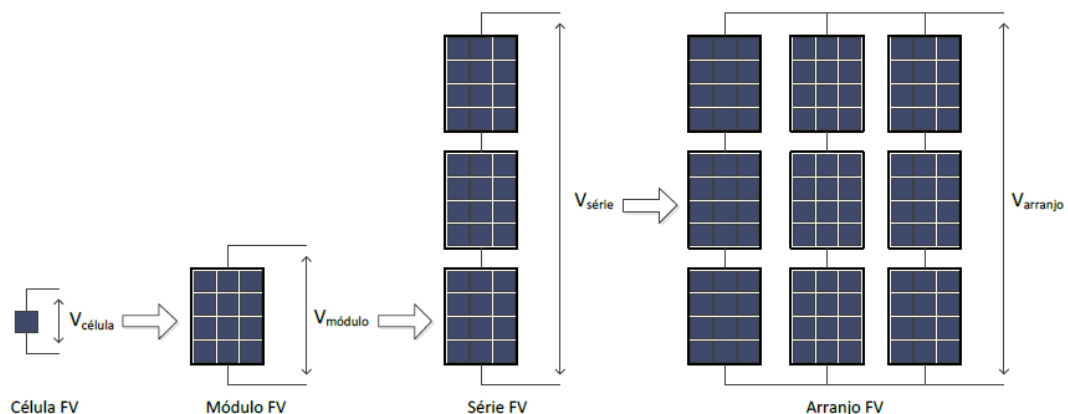


Figura 3.8 - Célula, módulo, série e arranjo FV [25].

O módulo fotovoltaico é a unidade básica do sistema e é composto por conjuntos integrados e interligados de células fotovoltaicas. É importante dotá-los de características que lhes permitam resistir às condições ambientais adversas a que vão estar submetidos. Neste sentido, a fim de garantir a proteção contra a ação de esforços mecânicos, dos agentes

atmosféricos e da humidade, as células são normalmente embebidas numa película de etileno acetato de vinilo (EVA). Trata-se de um material flexível, translúcido e não refletor da radiação solar, que tem ainda a particularidade de assegurar o isolamento elétrico entre as células.

Contudo antes de serem encapsuladas, as células são ligadas em série através de tiras de metal soldadas na parte de trás destas e na face frontal da célula seguinte, de forma a ligar o pólo negativo (parte frontal) da célula com o pólo positivo (parte posterior) da célula seguinte. A face que recebe a radiação solar é coberta geralmente por vidro temperado, plástico ou resina de silicone, todos transparentes e resistentes, com o intuito de dar rigidez e proteger as células fotovoltaicas. A cobertura utilizada na face frontal deve apresentar um baixo índice de refração, uma boa resistência à degradação por radiação ultravioleta e também boa resistência mecânica. Os lados restantes são cobertos com materiais planos que fornecem proteção para os módulos. Por fim é instalada uma estrutura metálica autoportante (caixilho), geralmente de alumínio anodizado, que facilita uma rápida montagem, (figura 3.9).

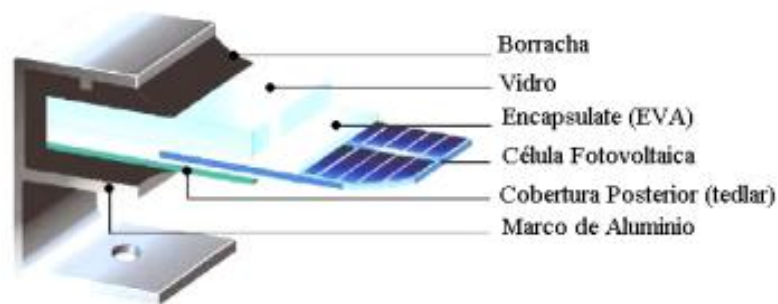


Figura 3.9 - Corte de um módulo fotovoltaico [Catálogo Siemens, 1996].

Estes dispositivos apresentam uma potência limitada, razão pela qual as instalações com maior capacidade elétrica necessitam da instalação de vários painéis. O seu conjunto funcional é conhecido como sistema ou *array* fotovoltaico. Um sistema fotovoltaico inclui normalmente entre os principais componentes, painéis PV, inversores, caixas de junção, baterias (para o caso de armazenamento), cabos de interligação, etc..

Deve-se ter cuidado com a ligação das células, devido às suas características elétricas, a incompatibilidade destas características resulta em painéis com deficiências, porque as células que geram maior corrente e tensão dissipam o excesso de potência nas células com menor desempenho, reduzindo a eficiência global do módulo. É ainda prudente ter em conta o efeito da temperatura e as perdas que ocorrem nos cabos.

A presença de sombras é outro aspeto relevante, isto porque a diminuição do nível de radiação solar provoca a redução da corrente elétrica e consequentemente a diminuição da potência fornecida. Em situações extremas, este fenómeno pode levar ao sobreaquecimento do painel e consequentemente à destruição do mesmo. Para prevenir este infortúnio recorre-se à utilização de diodos de *bypass*, que têm como função desviar a corrente elétrica por um circuito alternativo, quando uma ou mais células de um painel se encontram sombreadas. Na figura 3.10, a célula Cn está sombreada e não irá produzir eletricidade. A corrente elétrica gerada pelas restantes células do circuito é desviada pelo diodo de *bypass*, evitando o sobreaquecimento da célula Cn, como descrito em [17].

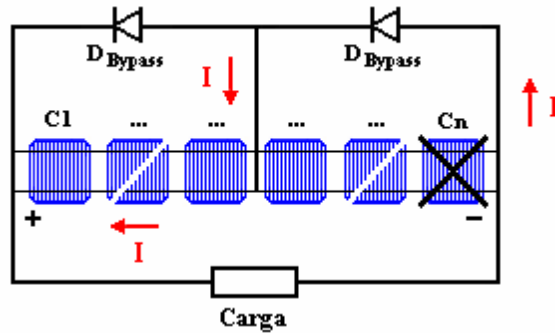


Figura 3.10 - Funcionamento dos diodos de *bypass* [9].

3.5.2 Inversores

Caracterizados pelo símbolo elétrico da figura 3.11, este tipo de equipamento faz parte dos constituintes de um sistema fotovoltaico pelo facto de a maioria das cargas elétricas necessitarem de corrente alternada para funcionarem corretamente, bem como a ligação dos sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição elétrica.

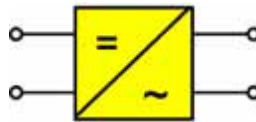


Figura 3.11- Símbolo elétrico do inversor [9].

Estes equipamentos têm como função transformar a corrente contínua em alternada. Dividem-se em duas categorias distintas: inversores independentes, para sistemas autónomos e inversores de sincronização exterior, para sistemas ligados à rede. Os inversores com sincronização exterior podem ser bidirecionais, ou seja, permitem a passagem de corrente elétrica em qualquer dos sentidos. Esta característica é essencial, no caso de se tratar de um sistema que produza energia para o consumidor e o excedente para a rede. Se a potência gerada não for suficiente para alimentar as cargas, a potência restante será fornecida pela rede. Os inversores de ligação à rede devem ser dotados de controlos e proteções adequadas. Só assim, se pode assegurar que os sistemas fotovoltaicos são instalados de forma segura e respeitam todas as normas impostas.

Num sistema fotovoltaico podem existir inversores centrais, inversores de módulo ou inversores multifileira. Os inversores centrais são utilizados em grandes aplicações, tais como centrais fotovoltaicas, como é o caso deste estudo. São normalmente ligados entre si em modo *master-slave*, em que um inversor controla os outros. A ligação pode ser automaticamente alterada caso se verifique uma anomalia ou simplesmente por uma questão de rotatividade de funções. Os inversores de módulo são geralmente utilizados em sistemas de baixa potência. Quando aplicáveis a sistemas de grande potência apresentam-se como uma solução mais económica. Neste caso, apresentam uma menor fiabilidade face à utilização de inversores centrais ou inversores de multifileira [26].

A eficiência destes equipamentos é bastante boa, normalmente próxima dos 95%, podendo mesmo ser superior dependendo da potência debitada pelo inversor.

3.5.3 Baterias

As características intermitentes de funcionamento dos sistemas fotovoltaicos conduzem à existência de componentes de armazenamento de energia elétrica. Os equipamentos utilizados para realizar esta função são as baterias, as quais armazenam a energia elétrica sob a forma de energia química. As baterias aumentam a fiabilidade do sistema, pois permitem o contínuo fornecimento de eletricidade em ocasiões de céu encoberto ou de não produção dos painéis. O rendimento destes equipamentos é limitado devido às reações químicas que ocorrem no ciclo de carga ou descarga. A introdução de baterias nos sistemas fotovoltaicos pode levar ao aumento do número de painéis para geração de energia extra de forma a compensar as perdas introduzidas.

As baterias mais utilizadas são apresentadas seguidamente e podem ser explicadas segundo [17]:

- Ácido de chumbo;
- Líquidas;
- Gel;
- Alcalinas;
- Níquel – Cádmio;
- Hidreto metálico de Níquel.

Escolha de baterias

A escolha das baterias para um sistema fotovoltaico deve ser criteriosa e ter em atenção certas considerações, tais como:

- Dias de autonomia;
- Capacidade das baterias;
- Taxa de descarga;
- Tempo de vida;
- Gama de Temperatura;
- Manutenção das baterias;
- Preço.

A escolha das baterias a utilizar no sistema fotovoltaico deve ser deliberada segundo as considerações apresentadas, como indicado em [1]. Cada uma das baterias apresentadas tem vantagens e desvantagens associadas. Para além disso, a escolha deve ter também em atenção tipo de aplicação.

3.5.4 Controladores fotovoltaicos

Os controladores dos sistemas fotovoltaicos têm como principal função o controlo da carga das baterias de forma a evitar sobrecargas. Quando as baterias atingem o nível máximo de carga, o controlador desliga-as do sistema ou diminui significativamente a corrente de carga.

Alguns controladores possuem a capacidade de limitar a descarga das baterias. Se o nível de carga atingir um valor demasiado baixo, as baterias são desligadas do sistema.

Os controladores existentes no mercado vão desde controladores *On/Off* até aos complexos MPP, como descrito em [17].

Outros equipamentos complementares dos explicados anteriormente também podem fazer parte de um sistema fotovoltaico, como é o caso das caixas de junção, díodos de bloqueio das

strings e fusíveis, interruptor principal DC, equipamentos de proteção AC, aparelhos de medida, seguidores solares e cabos (cabos de ligação dos geradores PV, cabo principal DC e cabo de ligação AC). Alguns deles serão abordados mais em detalhe no subcapítulo 4.2.

3.6 Dispositivos fotovoltaicos ligados em série

Os módulos fotovoltaicos são combinados entre si através de ligações em série e em paralelo, por forma a criar uma maior unidade do ponto de vista elétrico e mecânico.

Os módulos ligados em série constituem as séries de módulos, a conexão em série é feita unindo o terminal positivo de um módulo ao terminal negativo de outro, e assim sucessivamente. Em série, as tensões somam-se e a corrente não é afetada, como se comprova com a figura 3.12.

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (30)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (31)$$

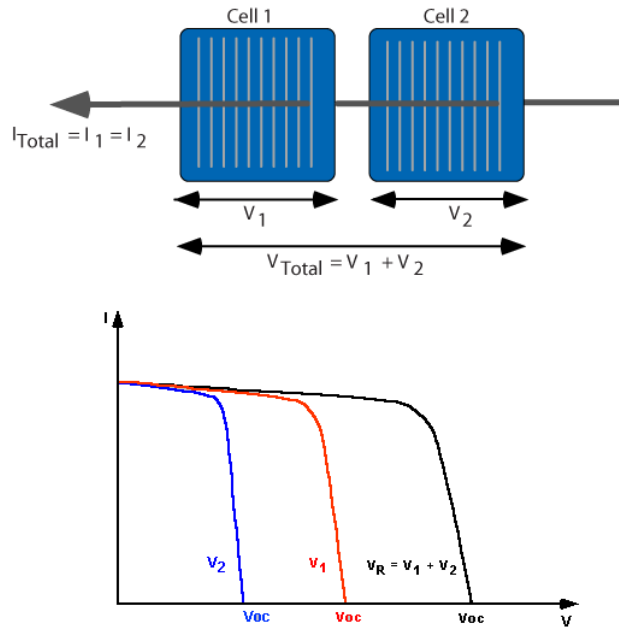


Figura 3.12 - Células ligadas em série e respetivas curvas I-V [19].

O número de módulos ligados em série resulta na tensão do sistema, que por sua vez determina a tensão de entrada do inversor. A tensão de circuito aberto da serie de módulos é sempre maior do que as tensões operacional e nominal equivalentes. Caso seja atingido este nível de tensão, poderão ser ultrapassadas as tensões de entrada admissíveis dos inversores.

3.7 Dispositivos fotovoltaicos ligados em paralelo

As conexões em paralelo compreendem ligações de terminais positivos entre si e terminais negativos entre si. Neste tipo de ligação somam-se as correntes e a tensão permanece a mesma.

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (32)$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (33)$$

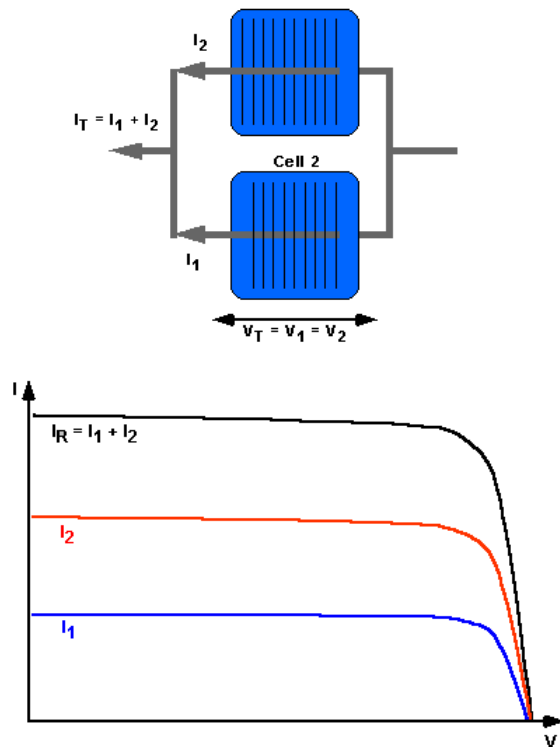


Figura 3.13 - Células ligadas em paralelo e respectivas curvas I-V [19].

Nos sistemas com ligação à rede encontram-se várias series ligadas em paralelo. O número de módulos por série irá depender da tensão do sistema.

3.8 Efeito da temperatura e da intensidade de radiação

Conhecer do efeito da temperatura e da intensidade de radiação é fundamental, já que estes variam continuamente devido às condições meteorológicas ao longo do tempo, alterando o comportamento dos parâmetros das células durante a geração de energia elétrica.

A figura 3.14 mostra as curvas características de um módulo fotovoltaico sob diferentes regimes de iluminação. Constata-se um aumento da I_{sc} proporcional à intensidade de radiação solar incidente. A V_{oc} aumenta em forma logarítmica quando a radiação aumenta, sofrendo uma variação pequena para valores altos de irradiância e o contrário para valores de irradiância baixos.

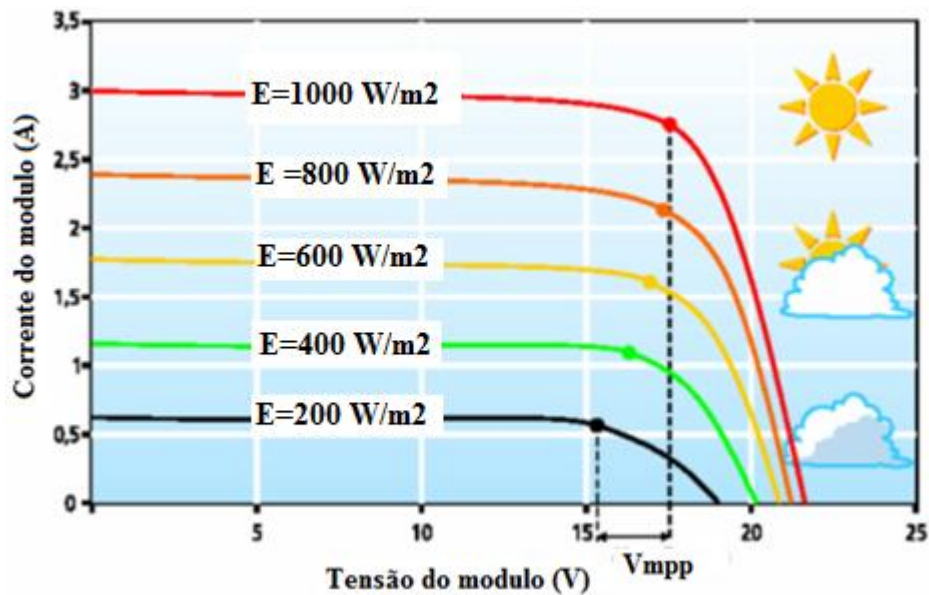


Figura 3.14 - Variação da curva característica para diferentes valores de radiação. Adaptada de [9].

A figura 3.15 representa as curvas características de um módulo sob uma intensidade de radiação constante e com variação de I_{sc} e V_{oc} devido à temperatura. A variação de V_{oc} com a temperatura é mais acentuada que a de I_{sc} , provocando uma nítida perda de potência, que aumenta com a temperatura.

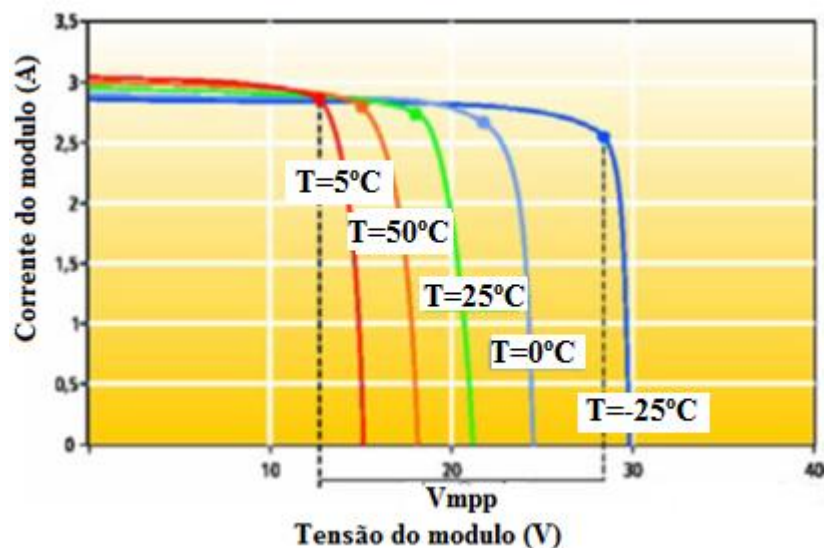


Figura 3.15 - Variação da curva característica de temperatura a 1000 W/m^2 . Adaptada de [9].

Os valores típicos para as variações de I_{sc} e V_{oc} com a temperatura vêm especificados no catálogo do fabricante referente ao módulo escolhido. No anexo A.2 e A.3 é possível encontrar essas características para os painéis fotovoltaicos da central de Lamelas que está a ser avaliada.

A eficiência dos painéis fotovoltaicos é estimada para 25°C . Como essa temperatura raramente é atingida em condições normais de operação, por exemplo em dias de Sol claro a

temperatura do painel é tipicamente 20 a 40 °C maior do que a ambiente, a eficiência real é normalmente menor do que a prevista.

É usual definir que a temperatura de uma célula é sempre superior à temperatura ambiente. Para estimar a temperatura da célula, a partir da temperatura ambiente, pode utilizar-se a fórmula de correção 34 [4].

$$T_c = T_a + (G \cdot \tau \alpha / U) / (1 - \eta_c / \tau \alpha) \quad (34)$$

T_c : temperatura da célula para qualquer outra condição.

Constata-se que a temperatura da célula tem uma grande influência no seu desempenho elétrico, de notar também que a corrente aumenta ligeiramente com a temperatura e o ponto de potência máxima sofre variações significativas.

3.9 Sistemas e aplicações

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados como sendo de corrente contínua ou alternada, quanto à existência de baterias para armazenar energia elétrica ou ainda como sistemas isolados ou ligados à rede pública. Existem também a utilização de outras tecnologias acopladas a sistemas fotovoltaicos, designados sistemas híbridos.

3.9.1 Sistemas de corrente contínua

A corrente elétrica produzida por um painel fotovoltaico é contínua, o que vem simplificar o acoplamento de baterias para armazenar energia. Estes sistemas são normalmente mais económicos e simples face aos de corrente alternada, pois não necessitam de inversor. São normalmente aplicados em iluminação, sinalização, parquímetros eletrónicos, calculadoras, etc.



Figura 3.16 - Sistemas de corrente contínua [27].

3.9.2 Sistemas de corrente alternada

Como a maioria dos equipamentos elétricos utiliza corrente alternada, é necessário recorrer a um inversor para ser possível alimentar as cargas a partir de um sistema fotovoltaico. O incentivo à aplicação destes sistemas foi acentuado com a aprovação do Decreto-Lei n.º 118-A/2010 aprovado a 25 de Outubro de 2010.



Figura 3.17 - Sistema de corrente alternada [28].

3.9.3 Sistemas com ou sem baterias

Os sistemas fotovoltaicos podem possuir armazenamento de energia através de baterias. A inclusão de baterias torna o sistema mais dispendioso, devido não só à sua utilização mas também porque estas necessitam de um regulador de carga. A utilização de baterias é indispensável para alimentar cargas durante os períodos em que o sistema não produz a energia necessária. As instalações com baterias têm a capacidade de poder funcionar com cargas mais exigentes, como é o caso de motores, os quais exigem uma corrente de arranque elevada [1].

Contudo os sistemas sem baterias são interessantes, não só porque são mais económicos, mas também porque são mais simples. Em certas aplicações as cargas podem funcionar apenas de dia, o que dispensa a utilização de baterias como por exemplo, sistemas de bombagem com depósito.



Figura 3.18 - Sistema sem baterias [29].

3.9.4 Sistemas isolados

A utilização de sistemas fotovoltaicos isolados, que também podem ser designados autónomos, é particularmente interessante onde a rede pública de distribuição de energia elétrica não existe por razões técnicas ou económicas.

Os Sistemas Autónomos, figura 3.19, dependem apenas da energia solar para responder às exigências do consumo, podendo estar equipados de acumuladores, baterias, de forma a armazenar a energia para autoconsumo produzida durante o dia e restituí-la durante a noite ou durante os períodos em que a incidência solar não seja suficiente, permitindo uma autonomia total da instalação de consumo ou dos equipamentos elétricos ligados às baterias.

Regra geral, os sistemas autónomos de PV são instalados em locais onde a fonte de energia elétrica é a mais económica. Contudo, a utilização destes equipamentos é uma desvantagem. Como referido anteriormente, além do seu custo elevado exigem manutenção mais apertada do que os painéis e possuem um tempo de vida útil mais curto [2].

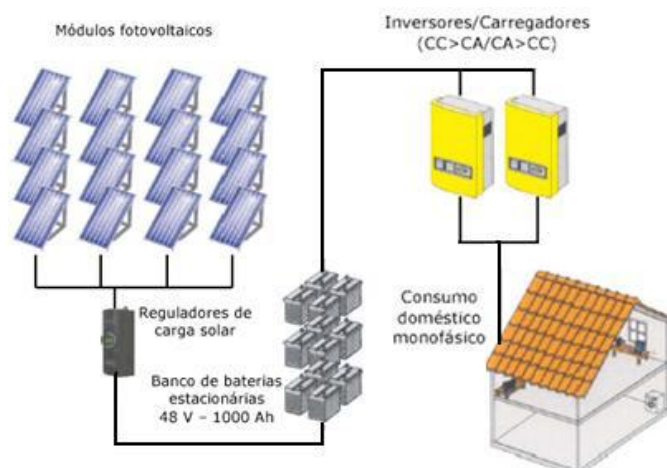


Figura 3.19 - Estrutura tipo de Sistemas isolados autónomos [25].

3.9.5 Sistemas ligados à rede

Nos sistemas ligados à rede elétrica não é necessário a utilização de baterias, sendo a própria rede elétrica utilizada para esse fim. Podem ser centrais fotovoltaicas ou sistemas integrados em edifícios. Normalmente as centrais fotovoltaicas tem a necessidade de grandes superfícies, encontrando-se por vezes em áreas desertas. As potências instaladas vão desde poucos kWp em instalações residenciais, até alguns MWp em grandes sistemas operados por empresas. Um exemplo destes, é o sistema em estudo nesta dissertação, figura 3.20, instalado em Mazouco, Freixo de Espada á Cinta, com uma potência de 124,2 kWp.



Figura 3.20 - Sistema ligado à rede elétrica (Central de Lamelas) [31].

Os sistemas integrados em edifícios podem ser incorporados na fachada ou no telhado, com uma orientação solar favorável.

Em sistemas fotovoltaicos residenciais ligados à rede elétrica, sempre que a energia produzida exceder o consumo da habitação, o excesso deverá ser injetado na rede. Quando a geração de eletricidade do sistema for inferior ao consumo da habitação, a energia em falta será fornecida pela rede. As instalações com estes sistemas têm que ser capazes de medir a energia elétrica que a habitação está efetivamente a consumir ou a fornecer à rede. Este processo é realizado por dois contadores unidirecionais ou apenas por um contador bidirecional.

Em centros urbanos o uso intensivo de equipamentos de ar-condicionado coincide com a maior oferta solar e portanto com os valores máximos de geração de energia elétrica. Neste caso, os sistemas podem apresentar vantagens para a rede elétrica, pois são capazes de aliviar os picos de consumo. A energia fotovoltaica pode ser considerada como uma solução capaz de adiar um futuro investimento na expansão da rede [31].

3.9.6 Sistemas híbridos

Os sistemas híbridos combinam duas fontes de geração de energia elétrica diferentes num único sistema, em que o gerador fotovoltaico é combinado com um gerador eólico, diesel, etc. Desta forma, é possível aproveitar melhor as potencialidades de alguns locais para a geração de eletricidade. A combinação de duas fontes diferentes pode ser economicamente mais interessante, pois torna possível a diminuição dos painéis fotovoltaicos e a capacidade das baterias do sistema. O acoplamento de uma outra fonte de energia introduz mais potência no sistema, sendo por isso possível o carregamento das baterias durante o período noturno ou de tempo encoberto. Estes sistemas possuem, como seria espetável, um custo de instalação mais elevado.



Figura 3.21 - Sistema híbrido [33].

4. Metodologia de projeto de sistemas ligados à rede

4.1 Análise do local

O planeamento, dimensionamento e orçamentação de um sistema fotovoltaico só é possível com um conhecimento prévio do local da instalação. Numa primeira avaliação do local o objetivo é verificar a existência de fatores que permitam a instalação do sistema. Caso não sejam reunidos todos os fatores necessários, deverá ser procurado um local alternativo. Durante a visita ao local deverão ser definidos alguns aspetos de construção, tais como: a fixação dos painéis, a localização do inversor e das baterias, caso estas existam, assim como o traçado da rede de cabos do sistema e os trabalhos necessários a efetuar para a alteração da caixa do contador. Na visita ao local devem ser registados os seguintes parâmetros: área do local de instalação, orientação e inclinação dos painéis, tipo de montagem e a existência de sombreamentos do local [9].

4.1.1 Análise de sombreamentos

A presença de sombreamentos sobre os painéis fotovoltaicos provoca a diminuição de potência gerada. A análise de sombreamento, ao qual os painéis estarão sujeitos ao longo do ano, permite ter uma perspetiva de perda de potência que o sistema fotovoltaico terá. Geralmente essa análise é registada para o ponto central do gerador fotovoltaico. Caso seja desejada uma maior precisão, a análise poderá ser realizada recorrendo a um analisador de sombras ou ainda através do plano local e um mapa de trajetória solar. Neste último método, é calculada a distância e as dimensões da projeção da sombra provocada pelos objetos constituintes do local, seguindo-se o cálculo dos ângulos de azimuth e elevação. A figura 4.1 auxilia o cálculo apresentado de seguida.

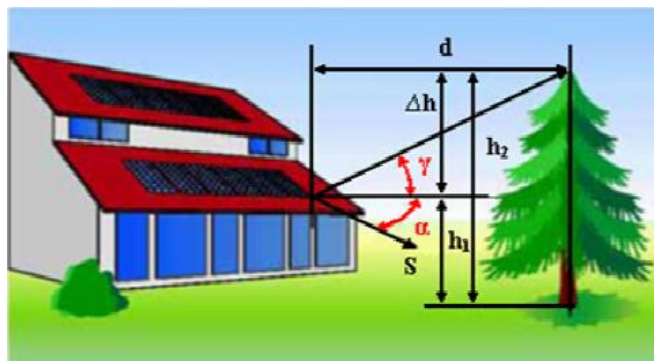


Figura 4.1 - Parâmetros de cálculo de sombreamento [9].

O ângulo de elevação é calculado a partir da diferença entre a altura do objeto que provoca a sombra e a altura do sistema fotovoltaico sobre a distância entre os dois.

A expressão 36 é obtida através da 35 e permite o cálculo do ângulo de elevação.

$$\tan \gamma = \frac{h_2 - h_1}{d} \quad (35)$$

$$\gamma = \arctan \frac{\Delta h}{d} \quad (36)$$

Onde γ é o ângulo de elevação, h_1 a altura do sistema fotovoltaico, h_2 é a altura do objeto que provoca a sombra e d é a distância entre estes.

No caso em que os sombreamentos são causados por árvores, é atribuído um fator de transmissão. Este fator tem como função especificar a quantidade de radiação solar (τ) que passa através da árvore, sendo [9]:

- Para árvores coníferas: $\tau = 0,30$;
- Para árvores de folhas caducas:
 - Inverno: $\tau = 0,64$;
 - Verão: $\tau = 0,23$;

Com a realização deste estudo é possível obter a silhueta da sombra causada pelo meio circundante no mapa da trajetória solar. É possível obter este mapa para qualquer mês do ano, sendo de maior interesse os meses de Inverno, porque geralmente é a estação do ano mais desfavorável para os sombreamentos, devido a uma menor altura do Sol.

Contudo, a maioria dos sistemas fotovoltaicos são construídos em espaços abertos ou telhados planos. Neste tipo de aplicação, os painéis assentam sob uma estrutura com um determinado ângulo de inclinação, assunto já explicado nos capítulos anteriores. Normalmente existem várias filas de painéis, pelo que é essencial determinar a distância entre filas para garantir que não existem sombreamentos provocados pelas mesmas.

O método de cálculo de sombreamentos para este tipo de aplicação explica-se seguidamente, com o auxílio da figura 4.2.

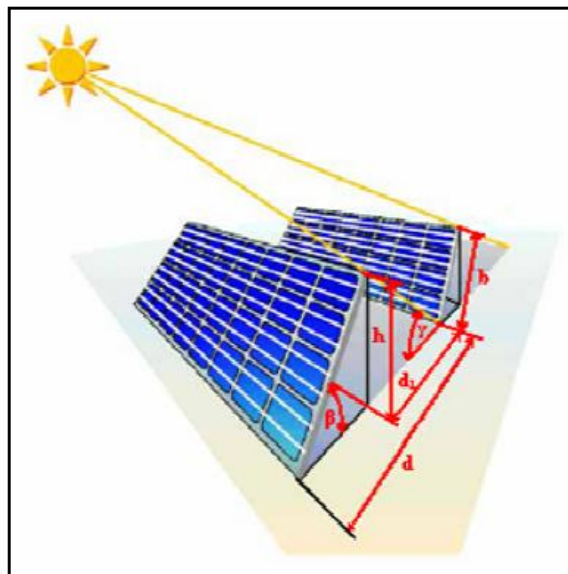


Figura 4.2 - Sombreamento de um campo fotovoltaico inclinado [9].

Para especificar a utilização de uma área concreta, aplica-se o fator de utilização de área. Este é definido como sendo o quociente entre a largura do painel e a distância entre as filas dos painéis, expressão 37.

$$f = \frac{b}{d} \quad (37)$$

Onde f é o fator de utilização, b é a altura do painel fotovoltaico e d é a distância entre filas.

O fator de utilização de área, geralmente, situa-se entre 0 e 100%. Se o valor deste fator for de 100%, pode originar uma sombra considerável entre as filas individuais de painéis.

A central que está a ser avaliada tem uma distância entre painéis de 3,6 metros e uma altura do painel fotovoltaico de 0,99 metros, pelo que, como podemos observar pelo resultado da equação 38, o fator de utilização, neste caso, apresenta um valor reduzido, ou seja, haverá sim uma percentagem de perdas por sobreamento mas não muito significativa.

$$f = \frac{0,99}{3,6} = 0,275 \quad (38)$$

O sobreamento deste tipo de montagem encontra-se relacionado com o ângulo de inclinação do painel, por isso quanto menor for este ângulo, menor será o sobreamento provocado na fila seguinte. É, geralmente, escolhido um ângulo de inclinação que varia entre 20 a 50 graus e um fator de utilização de área situado entre 35 e 45%. A distância entre filas depende tanto da largura dos painéis como dos ângulos de inclinação e de elevação, capaz de ser determinada através da expressão 39.

$$d = \frac{b \cdot \sin(180 - \beta - \gamma)}{\sin \gamma} \quad (39)$$

Onde d é a distância entre filas, b é a altura do painel fotovoltaico, β é o ângulo de inclinação do painel e γ é o ângulo de elevação.

Uma solução eficiente resulta na escolha do ângulo de altitude solar mínimo para o valor do ângulo de sobreamento, o qual ocorre para a estação de Inverno, tal como referido em [9].

A escolha da distância entre filas de painéis pode também ser atribuída através de métodos empíricos que se têm revelado eficazes:

- $d = 3,5 \times h$, para minimizar as perdas do sistema;
- $d = 2,5 \times b$, para otimizar a área;

4.2 Escolha dos equipamentos

4.2.1 Painéis fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos devem ser os mais apropriados para a respetiva aplicação. A escolha deste equipamento recai sobre o tipo de material e o tipo de painel, como por exemplo:

- Tipo de material: monocristalino, policristalino, silício amorfo, telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre e índio (CIS);
- Tipo de painel: *standard* com ou sem armação, semitransparente, telha fotovoltaica, etc.

Realizada esta escolha, determina-se o número de painéis que podem ser instalados na área disponível. Este número permitirá o cálculo da potência total instalada de uma forma aproximada.

4.2.2 Inversores

Atualmente, com o aumento da potência das respetivas instalações, nem sempre um sistema fotovoltaico possui apenas um inversor central. Normalmente, as razões para tal opção prendem-se com questões económicas ou de fiabilidade do sistema. São várias as configurações diferentes com vantagens e desvantagens associadas.

Após a escolha da configuração da instalação procede-se ao dimensionamento do(s) inversor(es), sendo para isso necessário: o número de inversores, a potência e nível de tensão de cada um. As especificações técnicas dos inversores proporcionam informação extremamente importante nesta fase, pelo que devem ser respeitadas integralmente [9].

Determinação da potência

Os inversores disponíveis no mercado possuem vários níveis de potência, permitindo uma maior facilidade na sua adaptação às características do sistema fotovoltaico. No caso em que os inversores estão localizados junto aos painéis, deve-se ter em consideração as cargas térmicas a que estão sujeitos. Por isso, poderá existir a necessidade da potência destes inversores ser superior à potência dos painéis fotovoltaicos.

Se o sistema gerador for constituído por painéis de silício amorfo, deverá ter-se em atenção a degradação progressiva da potência. Estes painéis podem apresentar uma potência inicial cerca de 15% superior ao especificado, estabilizando no valor estipulado pelo fabricante ao longo do primeiro ano. Consequentemente este fator deve ser tomado em consideração não apenas para o dimensionamento da potência do inversor, mas também da tensão de entrada do mesmo. Para estes painéis, a tensão pode atingir valores superiores ao especificado nas características em 11% e a corrente pode registar um aumento de 4%, aproximadamente [9].

Em termos gerais, poderá ser interessante a escolha de um inversor com uma potência sensivelmente inferior à do gerador fotovoltaico. A eficiência do inversor diminui, consideravelmente, para uma gama de valores de potência gerada inferiores a 10% face ao valor da potência nominal do inversor, tal como é possível observar na figura 4.3.

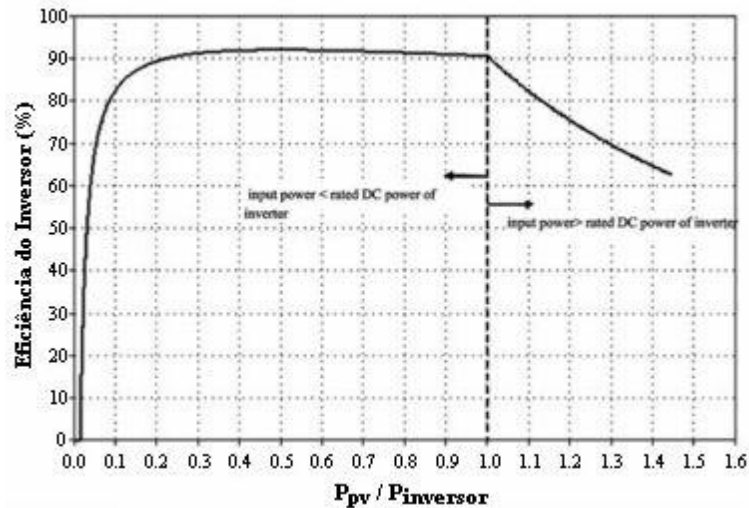


Figura 4.3 - Curva da eficiência de um inversor [34].

Na realidade, os sistemas fotovoltaicos entregam apenas cerca de 50% da sua potência nominal, pelo que, o inversor é frequentemente subdimensionado. Neste caso, o inversor terá uma eficiência superior a 90%, mesmo com níveis de irradiação baixos. Se o inversor for subdimensionado, é importante ter em consideração o seu comportamento face a sobrecargas, nomeadamente o nível de tensão máxima que o inversor pode suportar.

Determinação da tensão

A tensão aos terminais do sistema fotovoltaico depende da sua configuração e do número de painéis. Se estes estiverem ligados em série, a tensão aos terminais do gerador corresponderá à soma da tensão de cada um. A dependência da tensão dos painéis com a temperatura exige que o seu dimensionamento seja realizado para as situações mais extremas, Inverno e Verão.

Ao dimensionar o sistema, o intervalo de operação do inversor deve ser ajustado em função da curva característica do respetivo gerador fotovoltaico. O intervalo MPP do inversor deve incorporar os pontos de MPP da curva característica do painel para diferentes temperaturas de funcionamento. Além disso, deve-se ter em consideração a tensão limite de funcionamento e a tensão máxima admissível do inversor. Estes dois níveis de tensão relacionam-se com o número mínimo e máximo de painéis por *string* (fileira), respetivamente.

As *strings* têm como objetivo aumentar o nível de tensão do sistema fotovoltaico para valores que o sistema de rastreio MPP do inversor seja capaz de gerir a potência produzida. Deste modo, o inversor será capaz de fornecer sempre a potência máxima produzida pelo sistema.

Número máximo de painéis por string

Para temperaturas baixas, a tensão de funcionamento do painel aumenta até ao limite máximo da tensão de circuito aberto. Se o inversor, por qualquer motivo, for desligado num dia de Sol no Inverno, a tensão em circuito aberto do gerador pode ser de tal forma elevada, que não permita a ligação do sistema em condições de segurança. Esta tensão deve ser menor que a tensão DC máxima admissível pelo inversor, sob pena de o danificar. Portanto, o número máximo de painéis ligados em série obtém-se do quociente entre a máxima tensão DC

admissível pelo inversor e a tensão de circuito aberto do painel, para uma temperatura de (-10°C), como se comprova em [9].

$$n_{max} = \frac{V_{Max}^{INV}}{V_{OC(-10^\circ)}^{Painel}} \quad (40)$$

Onde n_{max} é o número máximo de painéis por fileira, V_{Max}^{INV} é a tensão máxima admissível pelo inversor e $V_{OC(-10^\circ)}^{Painel}$ é a tensão do painel para uma temperatura de -10°C.

A tensão de circuito aberto dos painéis à temperatura de -10°C nem sempre é especificada pelos fabricantes. No seu lugar, é especificada a variação de tensão (ΔV) em % ou em mV, em função da temperatura, expressa em °C. Este coeficiente de temperatura é sempre acompanhado de um sinal negativo.

Dependendo dos dados fornecidos, as expressões 41 e 42 permitem calcular a tensão de circuito aberto para uma temperatura de -10°C a partir das condições de referência (STC). As STC estão apresentadas no subcapítulo 3.4.

Para ΔV em %/°C:

$$V_{OC(-10^\circ)}^{Painel} = \left(1 - \frac{35^\circ \cdot \Delta V}{100}\right) \cdot V_{OC}^{STC} \quad (41)$$

Para ΔV em mV/°C:

$$V_{OC(-10^\circ)}^{Painel} = -35^\circ \cdot \Delta V \quad (42)$$

Onde $V_{OC(-10^\circ)}^{Painel}$ é a tensão do painel para uma temperatura de -10°C, ΔV é a variação de tensão por °C e V_{OC}^{STC} é a tensão em circuito aberto do painel para as condições de referência.

Se não for fornecido nenhum destes dados, é possível determinar o valor correspondente para um painel de silício mono ou policristalino. Neste caso em particular, para uma temperatura de -10°C, a tensão de circuito aberto sofre um aumento de 14% face às condições de referência, como especificado em [9].

$$V_{OC(-10^\circ)}^{Painel} = 1,14 \cdot V_{OC}^{STC} \quad (43)$$

Número mínimo de painéis por string

No Verão, a temperatura dos painéis do sistema fotovoltaico podem ser superiores a 70°C, contudo na presença de uma boa ventilação essa temperatura não será atingida. Esta temperatura máxima é usada para determinar o número mínimo de painéis de uma string.

A tensão aos terminais de um gerador fotovoltaico será menor no Verão face às condições de referência, devido às temperaturas a que está sujeito. Se a tensão de funcionamento do gerador for inferior à tensão MPP mínima do inversor, a eficiência global do sistema será consideravelmente inferior, podendo mesmo provocar o corte do inversor. Por este motivo, o sistema deverá ser dimensionado para que o número mínimo de painéis ligados em série numa string derive do quociente entre a tensão mínima MPP de entrada do inversor e a tensão MPP do painel à temperatura de 70°C, como referido em [9].

$$n_{min} = \frac{V_{MPP\ min}^{INV}}{V_{MPP(70^\circ)}^{Painel}} \quad (44)$$

Onde n_{min} é o número mínimo de painéis por *string*, $V_{MPP\ min}^{INV}$ é a tensão mínima de MPP do inversor e $V_{MPP(70^\circ)}^{Painel}$ é a tensão MPP do painel para uma temperatura de 70°C.

Se a tensão do painel para o MPP a 70°C não for especificada pelo fabricante, deverá ser calculada a partir da tensão MPP para as condições de referência. Este cálculo pode ser realizado a partir do coeficiente de variação da tensão (ΔV) em % ou em mV, por cada °C. As expressões 45 e 46 permitem calcular esta tensão, dependendo dos dados fornecidos pelo fabricante [9].

Para ΔV em %/°C:

$$V_{MPP(70^\circ)}^{Painel} = \left(1 + \frac{45^\circ \cdot \Delta V}{100}\right) \cdot V_{MPP\ (STC)}^{Painel} \quad (45)$$

Para ΔV em mV/°C:

$$V_{MPP(70^\circ)}^{Painel} = V_{MPP\ (STC)}^{Painel} + 45^\circ \cdot \Delta V \quad (46)$$

Onde $V_{MPP\ (STC)}^{Painel}$ é a tensão MPP do painel para as condições de referência.

Caso não seja fornecido nenhum destes dados, é possível determinar o valor correspondente para um painel de silício mono ou policristalino. A uma temperatura de 70°C a tensão será cerca de 18% inferior à tensão nas condições de referência.

$$V_{MPP(70^\circ)}^{Painel} = 0,82 \cdot V_{MPP\ (STC)}^{Painel} \quad (47)$$

A temperatura máxima atingida por um painel fotovoltaico depende da sua localização.

Para sistemas instalados sem ventilação, a temperatura atingida pode rondar os 100°C. Neste caso, o número mínimo de painéis por *string* deve ser determinado para essa temperatura, fazendo as devidas alterações nas expressões do dimensionamento.

Determinação do número máximo de *strings*

A corrente máxima suportada pelo inversor não deve ser excedida em momento algum, sob pena de danificar o inversor. A corrente máxima do inversor impõe restrições relativamente ao número de *strings* que podem ser ligadas ao mesmo. Assim, o número máximo de *strings* será igual ao quociente entre os valores máximos de corrente do inversor e da corrente nominal da *string* de painéis.

$$N_{max}^{string} = \frac{I_{max}^{INV}}{I_n^{string}} \quad (48)$$

Onde N_{max}^{string} é o número máximo de *strings*, I_{max}^{INV} é a corrente máxima DC admissível pelo inversor e I_n^{string} é a corrente nominal de cada *string*.

No caso em que o inversor é subdimensionado, deverá ser verificada a frequência com que o inversor opera com corrente de entrada excessiva. Isto permite avaliar a existência de sobrecargas elevadas ou ligeiras, as quais podem provocar o envelhecimento prematuro do inversor ou ainda levar à sua destruição [9].

4.2.3 Baterias

A principal função das baterias é compensar a intermitência da geração de energia elétrica face aos consumos. A presença de baterias não é necessária para sistemas ligados à rede elétrica, a não ser que se pretenda a utilização de um sistema de *backup*, como o descrito em [35]. Neste caso, as baterias devem ser dimensionadas para a autonomia do sistema pretendida [36].

O tempo de vida útil das baterias é um aspeto importante, pelo que deve ser calculado a profundidade de descarga. O nível de tensão da bateria deve ser escolhido de acordo com a tensão de funcionamento do sistema fotovoltaico. No caso da tensão do sistema ser superior, deve-se ligar as baterias em série até se atingir a tensão desejada.

4.2.4 Caixa de junção

O sistema fotovoltaico é normalmente constituído por várias *strings* de painéis, cada uma com o respetivo cabo de *string*. É necessário realizar as ligações elétricas entre os vários cabos de existentes por *string* e o cabo principal DC. Estas ligações são efetuadas na caixa de junção.

A caixa de junção contém terminais, aparelhos de corte e, caso necessário, fusíveis de proteção dos cabos de *string* e díodos de bloqueio de *strings*.

Os díodos de bloqueio de *strings* têm a função de proceder ao desacoplamento elétrico entre *strings* individuais. No caso de ocorrer um curto-circuito ou sombreamento de uma *string*, o díodo de bloqueio isola automaticamente essa parte do sistema. Estes díodos são ligados em série com as *strings*, de forma a evitarem a circulação de corrente elétrica no sentido inverso. Contudo, é difícil a deteção de uma falha num destes díodos, razão pela qual, normalmente não são utilizados em sistemas com ligação à rede elétrica.

Recomenda-se que o local para instalação deste equipamento garanta a proteção contra a chuva e a radiação solar.

4.2.5 Interruptor principal DC

Geralmente o interruptor principal DC é instalado na caixa de junção.

A impossibilidade de desligar o gerador fotovoltaico cria a necessidade de existir o interruptor principal DC. A função deste interruptor consiste em isolar o gerador fotovoltaico do restante circuito elétrico. Este interruptor é essencial durante a instalação, manutenção ou reparação do sistema. Deve estar preparado para interromper uma corrente contínua, mais difícil de ser interrompida face a uma corrente alternada. É importante ter em conta que este interruptor não deverá ser utilizado em situação alguma como substituição dos aparelhos de corte, pois não possui poder de corte para eliminar um defeito elétrico.

A Norma Europeia EIC 60364-7-712 aconselha a instalação de um dispositivo de corte geral entre o gerador fotovoltaico e o inversor. Este interruptor de corte deve ser dimensionado para a tensão máxima de circuito aberto do sistema fotovoltaico, à temperatura de -10°C e para 125% da corrente de curto-circuito do gerador [9].

$$I_{DC} = 1,25 \cdot I_{CC}^{PV} \quad (49)$$

Onde I_{DC} é a corrente contínua que o interruptor deverá ser capaz de interromper e I_{CC}^{PV} é a corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico.

4.2.6 Cabos

O dimensionamento da cablagem do sistema é um aspeto que se tem que ter em conta para o seu bom funcionamento. Os cabos devem ser capazes de suportar as condições climáticas, térmicas e mecânicas do local onde serão instalados, bem como as tensões e correntes máximas a que estão sujeitos. Geralmente, as tensões dos sistemas fotovoltaicos não ultrapassam os valores dos cabos normalizados, com tensões nominais entre 300 e 1000V.

A corrente que o cabo tem de suportar depende não só da corrente máxima do sistema, mas também de dois fatores externos importantes, nomeadamente, a temperatura máxima que o cabo pode atingir e o agrupamento de cabos. Os fabricantes fornecem a corrente máxima suportada pelo cabo para as condições de referência. Porém, esta deve ser corrigida para a temperatura de funcionamento através da multiplicação de fatores de correção. O agrupamento de cabos também contribui para a diminuição da corrente máxima admissível, pois diminui as condições de ventilação dos mesmos.

Redução das perdas nos cabos

O processo de dimensionamento da secção dos cabos deve ter em consideração a necessidade de reduzir as perdas, o mais possível. A norma Alemã VDE 0100 Parte 712 sugere que a queda de tensão máxima admissível no circuito condutor não deve ser superior a 1% da tensão nominal do sistema fotovoltaico [9]. É uma especificação que não acarreta grandes problemas no caso de se tratar dum sistema com uma tensão superior a 120V.

A corrente que o sistema fotovoltaico produz depende da irradiância, sendo geralmente inferior à corrente nominal. As perdas podem calculadas através da expressão 50.

$$P = R \times I_n^2 \quad (50)$$

Onde P é a potência de perdas, R é a resistência dos cabos e I_n a corrente nominal do sistema fotovoltaico [9].

Dimensionamento dos cabos

Numa instalação fotovoltaica existem 3 tipos de cabos com classificações e requisitos diferentes: cabo de string, cabo principal DC e o cabo AC. Estes podem ser dimensionados segundo [9].

Ao realizar o dimensionamento de um sistema elétrico é necessário determinar os valores máximos de tensão e corrente, de forma a garantir o correto funcionamento do mesmo. Num sistema fotovoltaico estes valores são calculados segundo a tensão de circuito aberto, a corrente de curto-circuito dos painéis e o tipo de ligações entre eles.

4.3 Proteções contra descargas atmosféricas

As descargas atmosféricas, quando acontecem, podem causar graves danos nos equipamentos elétricos. No caso de a estrutura estar num edifício mais alto ou num espaço aberto, é recomendável o dimensionado dum sistema de proteção contra descargas atmosféricas. Se o edifício já possuir um sistema de proteção deste género, a instalação pode ser ligada ao mesmo. Os componentes do sistema fotovoltaico devem ser instalados a uma determinada distância do para-raios e condutores de descarga. No caso de não existir nenhum sistema do género, é aconselhável que seja dimensionado um sistema de proteção contra descargas atmosféricas de forma a proteger a instalação fotovoltaica.

4.3.1 Proteção contra descargas atmosféricas diretas

A probabilidade dum edifício ser atingido por uma descarga atmosférica pode ser calculada com base nas suas dimensões e na informação ambiental. O sistema de proteção é composto por um dispositivo de captação, um condutor elétrico para escoamento da descarga e um sistema de ligação à terra. Este sistema de proteção deverá respeitar todas as normas impostas pelo Guia Técnico de Para-raios, editado pela DGEG.

4.3.2 Proteção contra descargas atmosféricas indiretas

O impacto de um raio cria efeitos indiretos na área circundante, num perímetro aproximado de 1 km. Por isso, a probabilidade de um sistema ser afetado indiretamente por uma descarga atmosférica que ocorra nas imediações é muito maior do que a probabilidade de ser atingido diretamente. Assim, assume-se que um sistema fotovoltaico será afetado várias vezes por descargas atmosféricas na área circundante.

O sistema de proteção de um edifício contra descargas atmosféricas incorpora todas as medidas e equipamentos necessários para garantir a proteção dos dispositivos eletrónicos que abriga. Um requisito deste sistema é a ligação equipotencial de todas as superfícies condutoras, tais como as canalizações metálicas de água, gás, aquecimento, etc. Com o objetivo de reduzir o acoplamento nos condutores ativos, os painéis fotovoltaicos devem estar tão próximos quanto possível. Neste caso, deve-se garantir a proteção dos cabos contra curto-circuitos. É recomendável a utilização de cabos blindados nos sistemas fotovoltaicos sujeitos

a descargas atmosféricas. Se não foram utilizados cabos blindados devem ser ligados aos condutores ativos descarregadores de sobretensões. Os descarregadores têm como função proteger os sistemas fotovoltaicos e equipamentos eletrônicos do acoplamento indutivo e capacitivo, e ainda a proteção da rede elétrica contra a ocorrência de sobretensões.

Depois de cada tempestade deve ser realizada uma inspeção visual aos descarregadores.

4.4 Ligação à rede elétrica

Os critérios de ligação de um sistema fotovoltaico à rede elétrica são regulamentados. Porém, não são estabelecidas as características que o inversor deve possuir para que a ligação seja autorizada, esta questão deverá ser resolvida com a colaboração do operador de rede. A compatibilidade entre o sistema fotovoltaico e a rede irá depender de parâmetros como: potência de instalação, capacidade da linha e da impedância do ponto de ligação. A impedância do sistema, a partir do inversor, é a soma entre a impedância da rede elétrica e do cabo AC.

A ligação do sistema fotovoltaico à rede não deverá provocar variações significativas na tensão da rede. Esta condição pode ser avaliada pelo cálculo do aumento da tensão no ponto de ligação. Se a variação de tensão for inferior a 1% é provável que a ligação não provoque uma perturbação significativa. Esta avaliação pode também ser estimada pela potência de curto-circuito no ponto de ligação e a potência máxima aparente do sistema fotovoltaico. A potência de curto-circuito no ponto de ligação é fornecida pelo operador da rede [9].

Deve optar-se pela ligação do sistema a uma rede de Baixa Tensão ou de Média Tensão de acordo com [9].

4.4.1 Proteção da rede elétrica

A proteção da ligação tem como fim impedir que a instalação fotovoltaica possa perturbar a rede elétrica e também minimizar os riscos de acidentes devido ao funcionamento do sistema fotovoltaico em paralelo com a rede. Torna-se útil que os sistemas fotovoltaicos detetem uma falha de tensão na rede, devido a trabalhos de manutenção ou à atuação de uma proteção da linha, desligando-se automaticamente da rede. Estes componentes encontram-se normalmente integrados no inversor.

As proteções detetem as variações da tensão e da frequência acima de um determinado limite, os defeitos de isolamento ou de terra e o corte da ligação à rede recetora. Qualquer um destes problemas origina a abertura automática dos interruptores. A presença de dispositivos de corte automático não dispensa o uso dum comando manual para isolamento da instalação durante os trabalhos de inspeção, manutenção ou reparação, como indicado em [9].

4.4.2 Contador de energia

Quando um sistema fotovoltaico está ligado á rede é necessário a existência de um contador de energia capaz de medir a eletricidade produzida que é entregue à rede. A medição de energia pode ser realizada através de um ou dois contadores. No caso de ser utilizado apenas um contador, este deve ser bidirecional e permitir vários valores de tarifa. Desta forma, é possível a contagem da energia elétrica entregue à rede e fornecida pela rede. Este equipamento deve estar protegido num invólucro com índice de proteção adequado e estar instalado num local previamente estabelecido com o distribuidor. Os custos do contador

devem ser suportados pelo produtor, como indicado no Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 118-A/2010.

4.5 Normas

4.5.1 Legislação em Portugal

O rápido crescimento das energias renováveis obrigou à revisão e introdução de novas normas no mercado elétrico. Inicialmente, deparou-se com o problema de ligar os sistemas de produção baseados em energias renováveis à rede pública. Por vezes, em certos locais, a rede elétrica não possuía capacidade suficiente para aceitar a ligação dum sistema produtor, o que inviabilizava o projeto desde o início. Assim, houve necessidade de garantir: as mesmas oportunidades para todos os produtores independentes, a salvaguarda do interesse público atribuído ao Serviço Elétrico Público e ainda, os padrões de segurança de planeamento e de exploração das redes aprovados. Na sequência deste problema surgiu o Decreto-Lei n.º 312/2001. O produtor teria de fazer um pedido de informação prévia, junto da Direção Geral de Energia e de Geologia (Direcção-Geral de Energia, em 2001), responsável pela análise técnica, atribuição do ponto de ligação e emissão da respetiva autorização.

Em 2002 surgiu o Decreto-Lei n.º 68/2002, o qual veio estabelecer o regime de direitos e deveres dos produtores e consumidores. Regula a atividade de geração de energia elétrica em baixa tensão, destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo de poder entregar a produção excedente a terceiros ou à rede elétrica.

Após a aprovação do Programa de Atuação para Reduzir a Dependência de Portugal face ao petróleo, surgiram um conjunto de medidas destinadas ao aumento significativo da geração de eletricidade através de fontes renováveis. Na sequência da aprovação deste programa surgiu o Decreto-Lei n.º 33-A/2005, tendo sido recentemente revisto, resultando na publicação do Decreto-Lei n.º 225/2007, em 1 de Maio de 2007. O decreto-lei em vigor ajusta a remuneração da eletricidade produzida a partir de recursos renováveis. Sendo esta obtida num prazo considerado suficiente para permitir a recuperação dos investimentos efetuados e a expectativa de retorno económico mínimo dos promotores. Foi publicado, em 2 de Novembro de 2007 o Decreto-Lei n.º 363/2007, simplificando significativamente o regime existente de microgeração. O licenciamento passou a ser um simples registo, sujeito a uma inspeção de conformidade técnica. Este decreto-lei cria dois regimes de remuneração: o regime geral e o regime bonificado, este com limite de potência de ligação até 3,68 kW. O primeiro para a generalidade das instalações e o segundo apenas aplicável as fontes renováveis de energia, cujo acesso é condicionado à existência de coletores solares térmicos. A tarifa praticada nos primeiros 5 anos para sistemas fotovoltaicos é de 0,65 €/kWh, sofrendo uma redução anual de 5% nos 10 anos seguintes. Após este período a tarifa será igual ao custo da energia praticado pelo comercializador de último recurso. Mais recentemente surgiu Decreto-Lei n.º 118-A/2010 a 25 de Outubro de 2010 que introduz mais algumas alterações ao Decreto-Lei anterior.

4.5.2 Licenciamento das instalações

Atualmente, o licenciamento das instalações elétricas destinadas à geração de eletricidade encontra-se definido pela Direção Geral de Energia e Geologia. A legalização das instalações está estruturada consoante o tipo de funcionamento da mesma, tal como apresentado de seguida:

1. No caso de se tratar de uma instalação de geração de energia elétrica em regime permanente, sem entrega de energia à rede pública, a entidade responsável pelo licenciamento é a Direção Regional de Economia (DRE) da área onde se localiza a instalação.

2. Tratando-se de uma instalação de geração de energia elétrica de segurança ou de socorro deverá dirigir-se:

a. Para instalações com potência inferior ou igual a 100 kVA, quando inseridas em instalações do ponto 1, definidas no Decreto-Lei nº 101/2007, à CERTIEL.

b. Para as restantes instalações deve dirigir-se à DRE da área onde se localiza a instalação.

3. No caso de se tratar de produção em regime especial, cogeração e renováveis, com venda da totalidade da energia elétrica produzida à rede pública, a legalização das instalações é feita pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). O Decreto-Lei nº 312/2001, regula as questões relacionadas com a ligação à rede pública, constando dos seus anexos a documentação necessária para desenvolver o processo.

4. Se se tratar de uma instalação de geração de baixa tensão ligada à rede pública, para consumo próprio de pelo menos 50% da energia produzida, podendo entregar à rede pública uma potência até 150 kW (produtor-consumidor em baixa tensão), a entidade responsável é a DRE da área onde se localiza a instalação. A legalização da instalação processa-se nos termos do Decreto-Lei nº 68/2002 contendo este diploma o procedimento a seguir.

5. Se se tratar de instalações de microprodução com potência até 3,68 kVA, para venda da totalidade da energia elétrica produzida à rede pública, a legalização das instalações processa-se nos termos do Decreto-Lei n.º 118-A/2010, mediante o Sistema de Registo de Microgeração (SRM).

6. Para a produção em regime ordinário, o processo é regulado pelo Decreto-Lei nº 172/2006. De salientar que a legalização das instalações enunciadas nos pontos 1, 2, 3 e 6, processasse nos termos do Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas (RLIE), aprovado pelo Decreto-Lei nº 26852 e respetivas alterações e do Decreto-Lei nº 517/80, corrigido pelo Decreto-Lei nº 101/2007.

O anexo B.1 engloba toda a legislação, despachos, resoluções, portarias e normas importantes e a ter em conta em todo o processo de uma instalação fotovoltaica, como referido em [2].

5. Programa PVSYST

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede elétrica pública não é uma tarefa fácil, contrariamente ao que poderá parecer numa primeira apreciação. Cada inversor tem o seu próprio campo de operação MPP no lado DC, o qual possui valores limite de tensão e correntes específicos, definindo assim o campo de operação do equipamento. A ligação elétrica dos painéis fotovoltaicos deve ser realizada de tal forma que os componentes elétricos do sistema (gerador fotovoltaico e inversor) sejam compatíveis entre si. Por este motivo, para cada painel fotovoltaico, as configurações de instalação elétrica irão depender do inversor instalado. Todos estes fatores influenciam a eficiência do sistema, pelo que é importante testar equipamentos e configurações diferentes. Existem no mercado vários programas de simulação para este efeito, sendo os mais utilizados: o PVSYST, PVSOL, SOLTERM, TRNSYS, entre outros. As versões completas são pagas, o que faz com que estes programas não possam estar acessíveis a todos. Porém, encontram-se alguns programas livres, tais como: HOMER, RETScreen e PVGIS. Infelizmente e consoante a organização do tempo estipulado, apenas foi possível realizar a comparação entre os valores de geração de eletricidade da central de Lamelas para o programa de simulação PVsyst.

O tutorial de ajuda pode ser facilmente encontrado no sítio disponível na internet, <http://www.pvsyst.com/>, seguidamente, apenas serão detalhadas as características que exigem uma breve noção introdutória para que todas as avaliações realizadas nesta dissertação tenham fundamento. Cada explicação será acompanhada com *prints* do próprio programa para melhor perceção do que está a ser explicado.

5.1 Características do PVsyst

O PVsyst é um programa de simulação muito completo para analisar o sistema fotovoltaico, sendo possível configura-lo totalmente.

O programa segue uma sequência de funcionamento até à fase final onde se obtém o relatório da simulação pretendida. Numa fase inicial é necessário indicar a localização da central. Caso a localização não exista na base de dados atual é possível criar uma nova localização, em que os valores de irradiação podem ser carregados a partir de servidores meteorológicos ou introduzidos manualmente. Tendo em conta que a central de Lamelas se localiza num local que ainda não existe na base de dados do programa, foi necessário introduzir um novo registo com as características do local onde se encontra a central, assim como os dados de radiação e temperatura característicos de cada avaliação, como se perceberá nos próximos capítulos. A figura 5.1 indica o local do programa onde se introduz o que foi referido anteriormente.

Geographical site parameters

Geographical Coordinates | Monthly meteo

Location

Site name Please define the site name.

Country Region

Latitude Decimal Deg. min. (+ = North, - = South hemisph.)

Longitude (+ = East, - = West of Greenwich)

Altitude M above sea level

Time zone Corresponding to an average difference

Legal Time - Solar Time = 1h 0m

Geographical site parameters

Geographical Coordinates | Monthly meteo

Site

Data source

	Global Irrad. kWh/m ² .mth	Diffuse kWh/m ² .mth	Temper. °C	Wind Vel. m/s
January	0.0	0.0	0.0	0.00
February	0.0	0.0	0.0	0.00
March	0.0	0.0	0.0	0.00
April	0.0	0.0	0.0	0.00
May	0.0	0.0	0.0	0.00
June	0.0	0.0	0.0	0.00
July	0.0	0.0	0.0	0.00
August	0.0	0.0	0.0	0.00
September	0.0	0.0	0.0	0.00
October	0.0	0.0	0.0	0.00
November	0.0	0.0	0.0	0.00
December	0.0	0.0	0.0	0.00
Year	0.0	0.0	0.0	0.0

☒ Horizontal global irradiation ☒ Average Ext. Temperature

☒ Horizontal diffuse irradiation ☒ Wind velocity

☐ kWh/m².day ☒ kWh/m².mth ☐ MJ/m².day ☐ MJ/m².mth ☐ W/m² ☐ Clearness Index Kt

Figura 5.1 - Local no PVsyst onde se introduz as características de uma nova localização.

Seguidamente a definir o local, inicia-se a fase de caracterização de um novo projeto, a figura 5.2 indica o menu com todos os passos que serão necessários passar até à obtenção da simulação requerida.

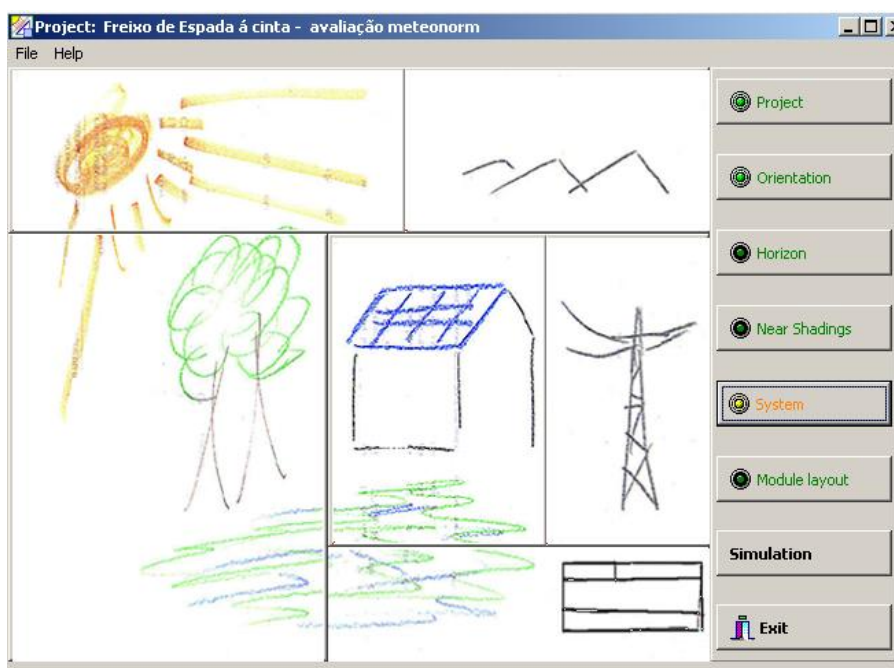


Figura 5.2 - Menu com separadores sequenciais que caracterizam a simulação a realizar.

O PVsyst possui a capacidade de definir o tipo de sistema a utilizar, painéis fixos ou orientáveis, segundo 1 ou 2 eixos, etc., mediante a avaliação que se quer realizar, define-se o tipo de sistema instalado, sendo possível ao utilizador, definir cada componente específica para cada sistema escolhido. Por exemplo, no sistema da central de Lamelas, define-se o sistema fixo e é nesta secção onde se define a orientação e o azimuth dos painéis fotovoltaicos, figura 5.3.

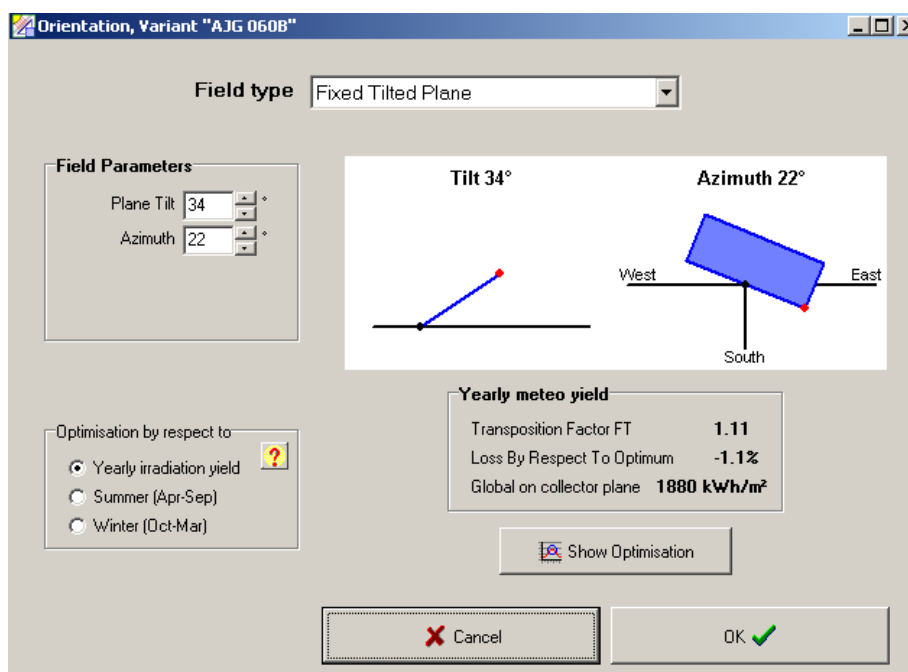


Figura 5.3 - Definição no PVsyst do tipo de sistema a utilizar, assim como as respetivas particularidades da opção escolhida.

O próximo passo é definir a linha de horizonte do local, fator que influencia a hora em que os painéis começam a receber a radiação solar, bem como os sombreamentos que possam estar sujeitos devido a relevos que interferem na luz solar que incide na área fotovoltaica, figura 5.4.

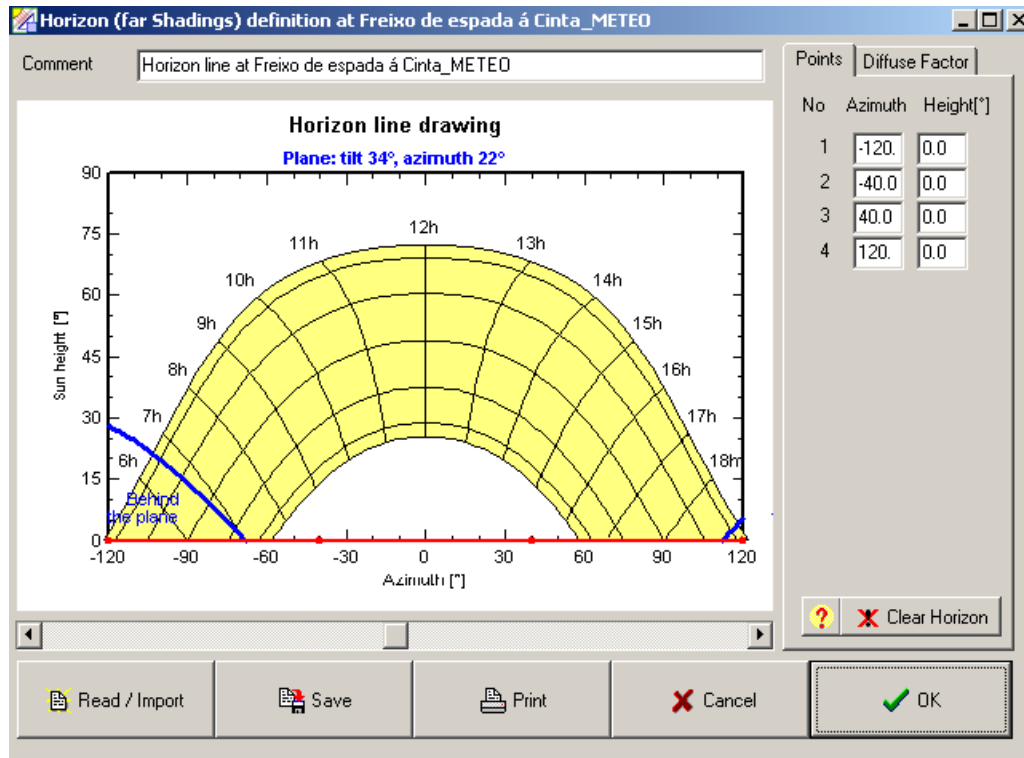


Figura 5.4 - Definição no PVsyst da linha de horizonte.

Depois do que foi dito no parágrafo anterior, segue-se agora para um novo separador, onde existe a opção de construir todo o sistema fotovoltaico, assim como todos os objetos que possam causar sombra aos painéis (torres, prédios, etc.), ver figura 5.5. Nesta dissertação, apenas se implementa uma área fotovoltaica com a mesma inclinação e orientação do caso real, só que neste caso a área é considerada como um todo e não como dois grupos como está realmente implementada a central. Optou-se por esta alternativa devido á dificuldade de construção no programa. Nesta parte é onde se estuda mais objetivamente as perdas do sombreamento causado pelas várias filas dos painéis. Existe ainda a possibilidade de não considerar essa perda.

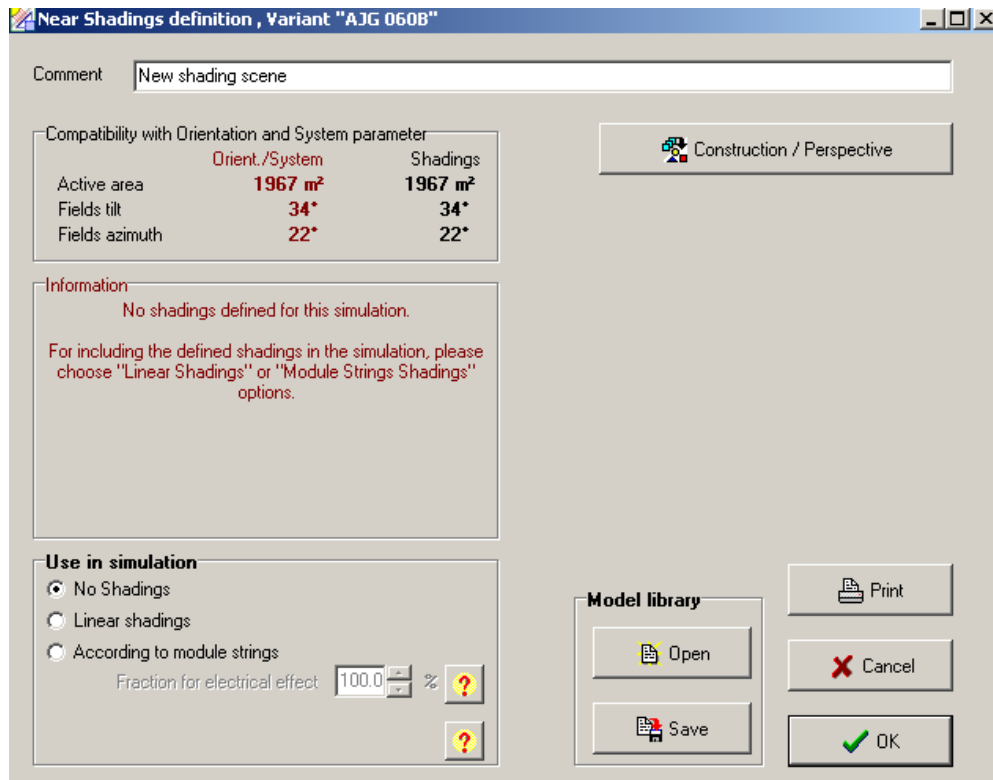


Figura 5.5 - Local no programa PVsyst onde opta ou não pela introdução de sombreamentos.

Finalmente vem a fase em que são seleccionados o inversor e os painéis fotovoltaicos. Esta opção do programa é extremamente completa, sendo possível dimensionar o sistema a partir da potência desejada, ou introduzir o número de painéis por *string* bem como o número de *strings* (figura 5.6). A base de dados é bastante longa, com vários inversores e painéis, cada um com as respectivas características técnicas. É possível introduzir novos equipamentos, bem como definir as perdas do sistema, as quais serão detalhadas no próximo subcapítulo.

Grid system definition, Variant "AJG 060B"

Global System configuration
 2 Number of kinds of sub-fields
 Simplified Schema

Global system summary
 Nb. of modules 2070 Nominal PV Power 124 kWp
 Module area 1967 m² Maximum PV Power 128 kWdc
 Nb. of inverters 24 Nominal AC Power 110 kWac

Sub-field #1 | Sub-field #2

Presizing Help
☐ No Sizing Enter planned power 32.4 kWp, ... or available area 513 m²

Select the PV module
 Sort modules: ☒ Power ☐ Technology ☐ Manufacturer Available Now
 60 Wp 56V a-Si:H single AJG 060B MSK Corporation Photon Mag. 200 Open
 Approx. needed modules 540 Sizing voltages: Vmpp (60°C) 60.9 V
 Voc (-10°C) 97.1 V

Select the inverter
 Sort inverters by: ☒ Power ☐ Voltage (max) ☐ Manufacturer All inverters
 4.6 kW 150 - 400 V 50/60Hz IG 60 HV (outdoor) Fronius International Open
 Nb. of inverters 6 Operating Voltage: 150-400 V Global Inverter's power 27.6 kWac
 Input maximum voltage: 530 V

Design the array
Number of modules and strings
 Initial degrad. 10 % ☒ should be between 3 and 4
 Mod. in series 5 ☐ between 92 and 108
 Nbre strings 108 ☐ between 92 and 108
 Overload loss 0.7 % Show sizing
 Pnom ratio 1.17
 Nb. modules 540 Area 513 m²

Operating conditions
 Vmpp (60°C) 304 V
 Vmpp (20°C) 334 V
 Voc (-10°C) 486 V
 Plane irradiance 1000 W/m² ☐ Max. in data ☒ STC
 Imp (STC) 98.7 A Max. operating power 30.7 kW
 Isc (STC) 131 A at 1000 W/m² and 50°C
 Isc (at STC) 128 A Array nom. Power (STC) 32.4 kWp

The initial array Voc before degradation at -10 °C is greater than the inverter absolute maximum input voltage.

User's needs Detailed losses Cancel OK

Figura 5.6 - Introdução no PVsyst dos equipamentos da central.

Com todos os dados e características definidas, chega-se ao último passo, a simulação. Após a simulação é possível visualizar o relatório e configurá-lo com uma série de dados que se considere relevante. A constituição de cada relatório vai depender daquilo que foi configurado antes da simulação, por exemplo, se não foi definido o sombreamento dos painéis, não existirá uma página com a apresentação dessa situação, caso contrário aparecerá, evidenciando as opções tomadas.

5.2 Perdas detalhadas

Como foi descrito já no anterior subcapítulo, as perdas que o sistema tem podem ou não ser definidas pelo próprio utilizador tendo em conta os tipos de perdas disponíveis no programa. Sendo assim, seguidamente, explica-se ao pormenor cada um dos cinco separadores que o PVsyst considera quando ao definir o sistema entramos no separador “*Detailed losses*”.

- **Parâmetros térmicos**

O comportamento térmico do sistema é calculado a cada passo da simulação, por um equilíbrio térmico. Este estabelece a temperatura de funcionamento instantânea, para ser usada pelos modelos dos painéis fotovoltaicos.

O equilíbrio térmico envolve o "fator de perda de térmica" apresentado na equação seguinte [37].

$$U = U_c + U_v \cdot v \quad (51)$$

O coeficiente de perdas vem expresso em $[W/m^2 \cdot K]$ e é dividido na componente constante U_c e o factor proporcional á velocidade do vento U_v , v representa a velocidade do vento em $[m/s]$.

A determinação dos parâmetros U_c e U_v é complicada e não existem expressões que consigam devolver valores 100% confiáveis. O valor deve ser escolhido de acordo com o tamanho do tubo de ar que se encontra sobre o módulo, mas deve-se ter em conta que a capacidade de calor do ar é muito baixa e mesmo com grandes aberturas de ar, o ar que flui pela parte superior do painel pode rapidamente atingir a mesma temperatura que este na extremidade do tubo de ar, fazendo com que não haja nenhuma troca de calor. Concluindo para o topo do painel o valor de U pode ser o valor totalmente isolado o que pode originar diferenças entre regiões do painel perto da entrada de ar e a saída. Inicialmente o programa não tem em conta esta falta de homogeneidade de temperatura na superfície do módulo.

Por outro lado a determinação da velocidade do vento não é completamente confiável isto porque os valores obtidos em programas e correlações não seriam comparáveis com valores próximos do nível do painel devido á diferença de alturas a que se realizaram as medições. Em versões antigas do PVsyst (versão 3.4) os valores propostos do programa foram $U_c = 20 W/m^2K$ e $U_v = 6 W/m^2K$, mas estes foram obtidos para painéis aplicados em telhados e rodeados de construções, ou seja não podem ser valores a ter em conta em centrais fotovoltaicas em que não existem construções que interfiram na circulação do vento e que estão ao nível do solo, o que consequentemente significaria subestimar as perdas de calor.

Na prática, aconselham a não usar a dependência do vento porque a velocidade do vento não é, geralmente, bem definida nos dados obtidos dos programas de simulação e o parâmetro de U_v não é bem conhecido. Por isso opta-se por $U_v = 0$, introduzindo um efeito médio do vento em termo constante.

De acordo com as próprias medições em vários sistemas, do fabricante do programa, o PVsyst propõe:

- $U_c = 29 W/m^2K$ para completa circulação de ar em torno dos painéis (painéis a "nu").
- $U_c = 20 W/m^2K$ para módulos semi-integrados com um canal de ar na parte de trás.
- $U_c = 15 W/m^2K$ para a integração, onde apenas uma superfície participa no resfriamento por convecção/radiação.

No programa existe outra alternativa, definir a temperatura NOCT (nominal operating cell temperature), definida como a temperatura da célula ou do módulo que é atingida quando as células são instaladas nas condições normais para uma radiação solar de $800 W/m^2$, para uma velocidade do vento de $1 m/s$ e uma temperatura ambiente de 20 graus Celcius, sem o painel estar em uso, isto é, eficiência do painel, η_c , igual a zero. Será então com base na NOCT do painel que os parâmetros térmicos serão definidos.

O efeito de perda térmica vai aparecer no diagrama de perda no relatório final, tal como mostra a figura 5.7.

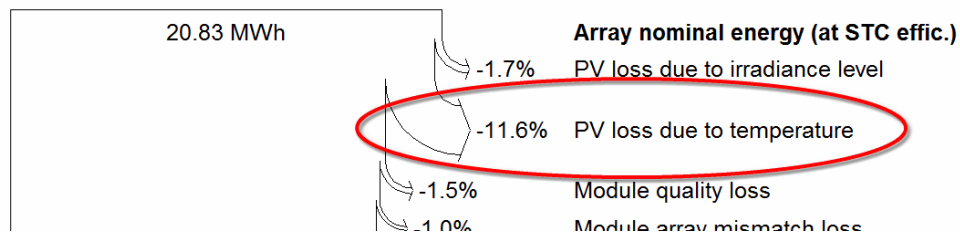


Figura 5.7 - Localização do efeito da perda térmica no relatório da simulação [37].

- **Perdas dos cabos, "ohmic losses"**

A potência das perdas introduzidas pelos cabos pode ser calculada pela equação 50, estas perdas podem ser caracterizadas por um parâmetro de resistência R , definido para toda a central. [4]

O programa a utiliza por defeito o valor de 1,5% este resulta da relação entre a potência de perdas originada pelos cabos com a potência nominal, dada pela equação 52, que o painel consegue atingir para as condições *standard* de 1000 W/m² e 25 °C.

$$P_{nom} = R_{FV} \cdot I_{sc}^2 \quad (52)$$

Onde $R_{FV} = \frac{V_{mpp}}{I_{mpp}}$, para STC e I_{sc} é a corrente de curto-circuito.

Os valores por defeito são calculados a partir de uma instalação num telhado com as resistências de todos os cabos dos painéis em paralelo e em serie com a caixa de junção intermediária que faz a ligação com a entrada do inversor, a resistência total dos cabos é obtida colocando as resistências dos cabos dos painéis em paralelo.

Contudo o PVsyst pode pormenorizar o valor através de um cálculo detalhado realizando uma otimização dos diâmetros dos cabos em cada fase do layout em estudo. Esta ferramenta permite escolher a melhor configuração dos cabos consoante o projeto do utilizador e também especificar o comprimento médio dos cabos para cada fase do circuito, com estes dados de entrada a ferramenta de cálculo mostra a corrente nominal e a resistência de cada ramificação, bem como a sua contribuição para a resistência de todo o sistema, no final e com todos os dados introduzidos obtém-se a resistência global dos cabos ou a fração de perda entre a potência de perdas originada pelos cabos e a potência nominal que o painel consegue atingir para as condições *standard*. Para atingir o objetivo referido anteriormente, é necessário conhecer as todas as características dos cabos usados na instalação a central.

As perdas por resistência comportam-se de forma quadrática de modo a que a proporção diminui de forma linear com a corrente de saída, por exemplo 1% de perdas nos cabos para STC irá produzir uma perda de 0,5% em 500 W/m². Portanto as perdas médias dos cabos são muito mais baixas em períodos de funcionamento longos [37].

Para além disso é possível incluir perdas entre a saída do inversor e o ponto de injeção de energia. Para isso basta definir a distância e então perda também será exibida no diagrama de perda, apresentado no relatório final.

Existe também a opção de incluir as perdas devido a um transformador externo. Ao seleccionar esta opção, haverá dois botões de opção no quadro "circuito AC", onde se pode seleccionar as perdas de corrente alternada entre o inversor e o transformador, ou entre o transformador e o ponto de injeção. (figura 5.8)

PV field detailed losses parameter

Concerned subsystem: Array #2 [Apply this to all subsystems]

Thermal parameter | Ohmic Losses | Module quality - Mismatch | Soiling Loss | IAM Losses

DC circuit: ohmic losses for the subfield

Global wiring resistance: 27.4 mOhm ☐ Calculated ☒ Detailed computation
 or in loss fraction at STC: 2.3 % ☐ Default
 Voltage Drop across series diode: 0.0 V ☒ Default

AC circuit: inverter to injection point

☒ Significant length, to be accounted for
 Length Inverter to injection: 0.0 m 70 mm²
 Loss fraction at STC: 0.00 %
 STC: Pac = 117 kW, Vac = 400 V Tri, I = 169 A
 Voltage drop at STC: 0.0 V (0.0 %)
☒ Between inverter and transfo ☐ This sub-system
☐ From transfo to injection ☒ Whole system

External transformer

☒ External transformer present (default)
 Iron loss (constant value): 0.10 % 0 W ☒
 Resistive/Inductive losses: 0.00 % at STC ☐
 (quadratic, $R \propto I^2$, $R = 0.0$ mOhm)
☐ Night disconnect ☐ This sub-system ☒ Whole system

[Back] [Losses graph] [Cancel] [OK]

Figura 5.8 - Figura explicativa da consideração das perdas nos cabos no PVsyst.

- **Perdas de qualidade e incompatibilidade do painel fotovoltaico**

Perdas de qualidade dos painéis

A perda de qualidade do painel fotovoltaico é um parâmetro que deveria permitir ter total confiança do desempenho real deste ao longo do tempo, parâmetro que está de acordo com as especificações do fabricante.

O programa permite definir o valor de acordo com as características da instalação, sendo possível definir as perdas a longo prazo ou manter alguma reserva consoante a garantia de geração. Por definição o PVsyst coloca por defeito a menos de metade da tolerância, quer isto dizer que o painel fotovoltaico utilizado não pode ter uma potência média entre a menor tolerância e o valor nominal. Durante a simulação, este fator irá induzir uma perda da produção do painel, constante para todas as condições de operação.

Os valores de tolerância permitem assim, na maioria dos casos, que a estimativa de geração se encontre nos intervalos referidos pelo fabricante mesmo quando se ultrapassa o valor nominal.

Perdas por incompatibilidade

As perdas por incompatibilidade devem-se principalmente ao facto de numa serie de painéis fotovoltaicos, a corrente menor conduz a corrente de toda a cadeia.

Ao instalar os módulos no campo real, as características de cada painel nunca são rigorosamente idênticas. Os parâmetros (I_{sc}, V_{oc}, P_{mpp}) geralmente apresentam distribuições estatísticas que podem seguir uma distribuição Gaussiana ou também quadrada.

O PVsyst propõe uma ferramenta para a compreensão destas perdas, e estima estatisticamente a correspondente perda de potência. Esta ferramenta cria primeiro uma amostra estatística dos painéis, estabelecendo valores I_{sc} e V_{co} de acordo com uma distribuição de Gauss ou quadrada. Em seguida, acrescenta as características I/V de cada painel em cada serie (aumenta a tensão) e depois junta cada serie de painéis (aumenta a corrente). Finalmente desenha a curva I/V resultante do campo e identifica o valor do máximo ponto de potência (MPP) que pode ser comparado com o valor MPP de uma central com painéis idênticos.

Esta perda aparecerá no diagrama final de perdas apresentado no relatório. O valor padrão proposto por PVsyst é 2% para potência de perdas quando se trabalha em MPP e o dobro para quando se trabalha em tensão fixa (4%).

- **Perda de sujidade**

O acumular de sujeira e seu efeito sobre o desempenho do sistema é uma incerteza que depende fortemente das condições ambientais em que está o sistema, ou seja altera-se conforme a frequência de chuva, vento, etc. Em climas em que é frequente ocorrer precipitação e em zonas residenciais, as perdas por sujidade são geralmente baixas e podem ser desprezadas (menos do que 1 %). Em ambientes rurais com atividade agrícola, pode ser importante durante algumas atividades sazonais, nas zonas industriais é possível observar efeitos não negligenciáveis do fim de várias percentagens.

Excrementos de pássaros representam um problema sério, uma vez que geralmente não são removidos por acontecimentos chuvosos. Mas o seu impacto é relatado como sendo relativamente pequeno (menos de 2 %).

As perdas de sujidade são fortemente dependentes das chuvas, portanto o PVsyst permite a definição de fator de perdas percentuais para cada mês (figura 5.9). Durante a simulação, a perda por sujidade é contabilizada como perda de irradiância.

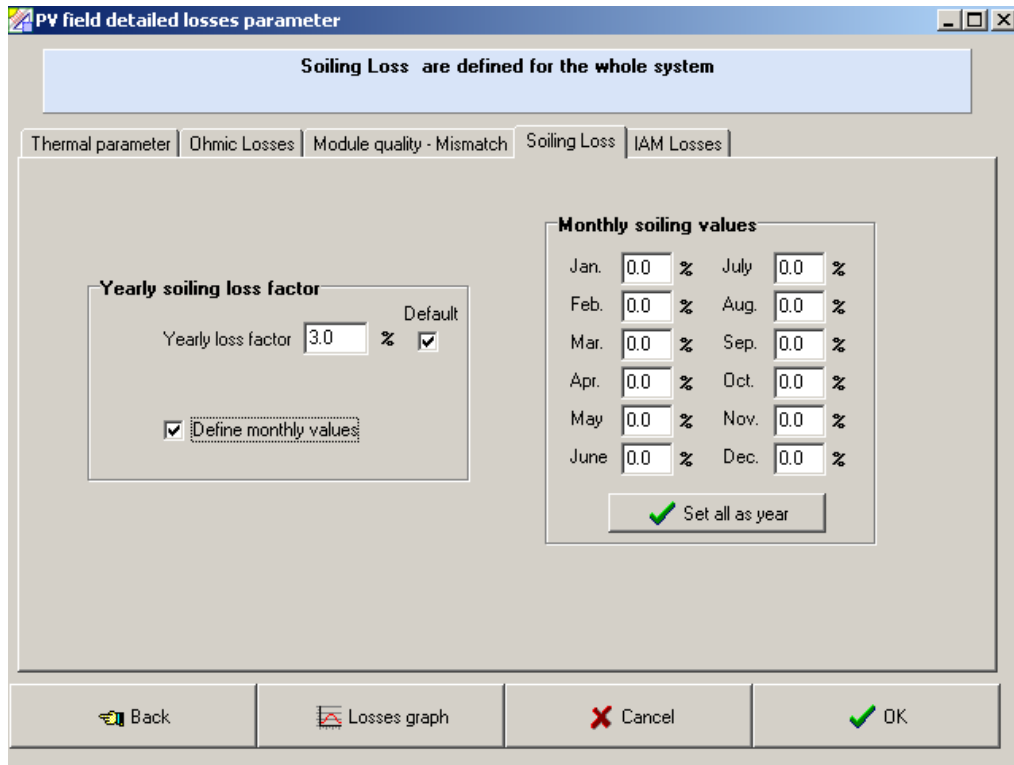


Figura 5.9 - Definição da sujidade dos módulos fotovoltaicos no programa PVsyst.

• Perdas IAM

O efeito de incidência corresponde à diminuição da radiação que realmente atinge a superfície das células fotovoltaicas, no que diz respeito à radiação sob incidência normal.

Em princípio, este fenómeno obedece a leis de Fresnel¹ a respeito da transmissão e reflexões na interface de dois materiais transparentes de diferentes índices de refração n . Essas leis permitem calcular a luz que efetivamente atinge a superfície da célula abaixo da camada protetora (geralmente vidro), mas envolvem complexos.

Na prática, o programa PVsyst, aproxima esta perda usando uma parametrização chamada *ASHRAE*, dependendo de um único parâmetro bo [4].

$$F_{IAM} = 1 - bo \cdot (1/\cos i - 1) \quad (53)$$

Com i igual ao ângulo de incidência no plano.

Para painéis solares térmicos individuais de vidro, o valor geralmente utilizado para bo é da ordem de 0,1. Mas para um módulo fotovoltaico, a interface inferior, em contacto com a célula, apresenta um índice de refração elevado e as medições específicas sobre os módulos cristalinos verdadeiros estimam um valor de $bo = 0,05$.

¹ Lei da Reflexão ou de Fresnel - quando um feixe luminoso incide na superfície de separação entre dois meios com diferentes características, uma parte desse feixe é refletido numa direção simétrica em relação à normal da superfície, com um ângulo igual ao ângulo de incidência. O restante feixe é refractado, propagando-se no segundo meio com índice de refração, n_2 , numa direcção que obedece à lei da refração, $n_1 \cdot \sin \theta_i = n_2 \sin \theta_t$.

No programa o utilizador é livre para escolher o parâmetro bo , ou até mesmo para definir qualquer forma especial do perfil em função do ângulo de incidência, figura 5.10.

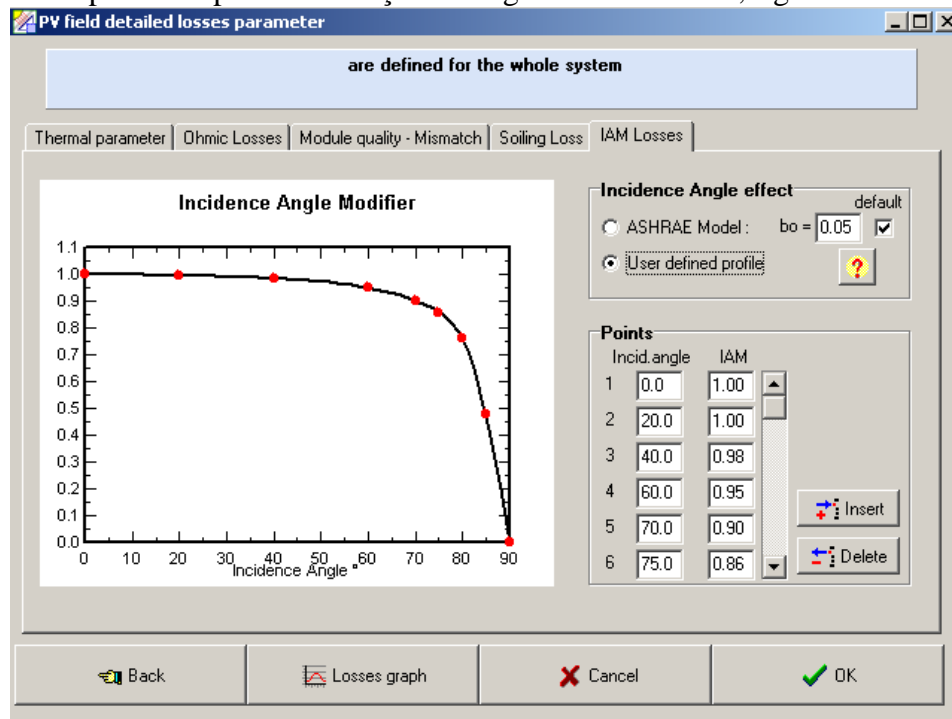


Figura 5.10 - Definição do fator IAM no programa PVsyst.

6. Central fotovoltaica Lamelas

Nesta secção serão apresentadas as informações que basicamente funcionarão como ponto de partida para realizar todas as avaliações que caracterizam a presente dissertação. Começando pelos aspetos gerais que identificam a central Lamelas, e passando por aspetos como o dimensionamento que se realizou para obter as configurações da central, assim como a quantidade de equipamentos usados. Terminado com uma abordagem à origem e análise dos dados que serão necessários introduzir e conhecer para realizar todo o trabalho no programa PVsyst.

6.1 Considerações gerais

A empresa Cavalum é responsável por várias centrais fotovoltaicas tanto a nível nacional como internacional, entre as quais se destaca, neste caso, a central fotovoltaica situada em Lamelas, Mazouco, concelho de Freixo de Espada à Cinta, pois é assunto em desenvolvimento nesta dissertação. Este sistema fotovoltaico foi o primeiro em Portugal com mais de 100 kW de potência instalada, tendo como ano de entrada em geração 2006. Situa-se a 776 metros de altitude em relação ao nível do mar num ponto com uma latitude de 41,20° N e uma longitude de 6,80° W [30]. Esta central foi alvo de estudo com o objetivo de avaliar o desempenho do sistema através do programa PVsyst, comparando os resultados obtidos com as produções reais da central, verificando os possíveis erros ou melhorias que o sistema tem ou precisa de sofrer, sempre com o fim de maximizar a geração de energia elétrica.

O anexo C.1 apresenta algumas fotografias da central de Lamelas. [32]

A informação técnica disponibilizada para a realização do estudo da central é apresentada na tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Informação técnica da central Lamelas

Dados	
Área de terreno (m ²) [30]	7500
Área fotovoltaica (m ²)	1967
Potência da Central (kWp)	124,2
Painéis Fotovoltaicos	Kaneka GEA 60
Nº de Painéis	2070
Tipo de células fotovoltaicas	Silício Amorfo
Inversores	Fronius IG 60 HV
Nº de Inversores	24
Distância entre filas de painéis (m)	3,6
Inclinação dos painéis	34°
Orientação dos painéis	22° Oeste (referido ao Sul)

Os painéis fotovoltaicos utilizados são de silício amorfo. As tabelas 6.2 e 6.3 apresentam as características gerais dos equipamentos utilizados na central (painéis e inversores), obtida através dos respetivos catálogos, a restante informação dos catálogos encontra-se nos anexos A.2 e C.2.

Tabela 6.2 - Características do painel fotovoltaico Kaneka GEA 60

Kaneka GEA 60		
Valores típicos consoante STC		
Características:	Valores iniciais	Valores estabilizados
Potência nominal de pico (Wp)	79	60
Potência mínima garantida (Wp)	75,05	57
Tensão de circuito aberto (V)	96	92
Corrente de curto-circuito (A)	1,22	1,19
Tensão MPP (V)	74	67
Corrente MPP (A)	1,04	0,9
Coeficiente de temperatura (% /°C)		-0.29
Características mecânicas		
Dimensões (mm)	990x960x40	
Peso (kg)	13,7	
Condições de operação permitidas		
Máxima tensão do sistema (V)	600	

Tabela 6.3 - Características do inversor Fronius IG 60HV

Fronius IG 60 HV	
Características:	
Potência recomendada para painel (Wp)	4600-6700
Tensão MPP (V)	150 - 400
Tensão máxima DC (V)	530
Corrente máxima DC (A)	35,84
Potência nominal AC (W)	4600
Potência máxima AC (W)	5000
Tensão nominal de alimentação (V)	230
Corrente nominal AC (A)	20
Frequência (Hz)	50
Eficiência máxima (%)	94,3
Dimensões (mm)	610×344×220

Layout da central

A central é constituída por dois grupos de 12 filas dispostas paralelamente, em que 18 filas contêm 85 painéis e 6 filas contêm 90 painéis todos de 60Wp, perfazendo como esperado um total de 2070 painéis fotovoltaicos e 24 inversores (figura 6.1). O número de painéis que constitui cada fila e que posteriormente são ligados a cada inversor é obtido pela divisão entre o número de painéis da central e o número de inversores. Contudo, a divisão inteira dos painéis para cada inversor não é possível para este caso em particular, tal como veremos em 6.2 (subcapítulo do dimensionamento), consequentemente foi escolhida esta disposição para obter uma distribuição de painéis de forma a garantir uma maior uniformidade possível entre os inversores.

Cada fila é disposta em series de 5 painéis, perfazendo assim 17 ou 18 *strings* (fileiras) por fila, respetivamente para o caso em que a fila tem 85 ou 90 painéis. Cada serie de 5 painéis estão ligados a uma caixa de junção DC que se ligará seguidamente a uma caixa de junção geral DC respeitante a cada fila onde finalmente será conectada ao inversor correspondente (anexo C.3 fornecido pela empresa). Presume-se que todos os inversores estejam situados no edifício dos equipamentos, assim como os interruptores principais de cada fila, de maneira a aumentar a proteção do sistema. Seguidamente, cada inversor está ligado, por um cabo AC, a uma única caixa de junção geral AC, desta caixa de junção sai a energia através de um cabo principal AC até ao posto de transformação (PT). O PT efetua os ajustes estipulados e entrega a energia á rede. De referir que este percurso da energia assenta na interpretação da informação recebida por parte da empresa, havendo consciência que há detalhes que estarão a faltar, contudo com o material disponível realizaram-se os esquemas de interpretação do *layout* da central, disponíveis nos anexos C.4 e C.5, de modo a clarificar o processo de trabalho. Uma reunião com ambas as partes seria uma forma de esclarecer todas as dúvidas existentes, porém devido à indisponibilidade de horários, tal não foi possível.



Figura 6.1 - Fotografia da central fotovoltaica de Lamelas [32].

6.2 Dimensionamento

Este subcapítulo tem como finalidade interpretar o dimensionamento da central de Lamelas, com o propósito de entender o porquê da distribuição das várias filas em toda a central e também justificar a razão de se ter escolhido as várias quantidades de módulos fotovoltaicos por fila, assim como o agrupamento em *strings*.

Distribuição dos painéis fotovoltaicos para cada inversor

Inicialmente, é necessário conhecer o número de painéis que a central deverá possuir para alcançar a potência requerida, neste caso 124,2 kWp. O número de painéis necessários para a central, é obtido pela divisão entre a potência da central e a potência de cada painel. Portanto, o número de painéis da central, será obtido a partir da expressão 54.

$$N_{\text{painéis}} = \frac{P_{\text{Central}}}{P_{\text{painel}}} \quad (54)$$

Onde $N_{\text{painéis}}$ é o número de painéis da central, P_{Central} é a potência instalada na central e P_{painel} é a potência de cada painel.

Recorrendo à expressão anterior, a central necessitará de 2070 painéis fotovoltaicos para alcançar uma potência de instalação de 124,2 kWp.

Existem vários tipos de configurações possíveis para os inversores, neste caso, será utilizada a configuração de inversores de multifileira. Deste modo, os inversores serão ligados a um determinado conjunto de painéis fotovoltaicos, a que se dá o nome de *string*. A respetiva ligação será realizada na caixa de junção DC, a qual alojará as proteções dos cabos de cada *string* e também do cabo principal DC.

Todos os inversores deverão ser ligados ao mesmo número de painéis. Apenas deste modo é possível garantir a distribuição da potência gerada de forma igual por todos os inversores. O número de painéis ligados a cada inversor é obtido pela divisão entre o número de painéis da

central e o número de inversores. Como poderemos ver, a divisão perfeita não se verifica, para este caso em particular, tal como a expressão 55 revela.

$$N_{\text{painéis/inversor}} = \frac{2070}{24} = 86,25 \quad (55)$$

Onde $N_{\text{painéis/inversor}}$ é o número de painéis por inversor.

Por conseguinte, é necessário encontrar uma distribuição de painéis para garantir a maior uniformidade entre os inversores. A solução encontrada é apresentada pela tabela 6.4.

Tabela 6.4 - Distribuição dos painéis por inversor

Nº de inversores	Nº de Painéis
18	85
6	90

Após a definição do número de painéis para cada inversor, é essencial determinar o número máximo e mínimo de painéis por *string* e o número máximo de *strings* que podem ser ligadas ao inversor. Estes cálculos foram realizados com base nas expressões (40), (44) e (48), apresentadas no capítulo 4, no subcapítulo 4.4.2, sendo os resultados divulgados na tabela 6.5.

Tabela 6.5 - Limites: painéis por fila e máximo de filas por inversor

Nº máximo de painéis por <i>string</i>	5,03
Nº mínimo de painéis por <i>string</i>	2,33
Nº máximo de <i>strings</i>	33,77

Perante estes resultados, é atribuído o número de painéis que cada *string* terá. Para a central em estudo, cada *string* terá e tem 5 painéis fotovoltaicos. Com base neste valor é possível determinar o número de *strings* que serão ligadas a cada inversor.

Tabela 6.6 - Número de filas por inversor

Nº total de painéis por inversor	90	85
Nº de painéis por <i>string</i>	5	5
Nº de filas	18	17

A configuração da tabela anterior será implementada desta forma no programa de simulação PVsyst.

A variação da temperatura, ao longo de todo o ano, provoca oscilações no nível da tensão do gerador. Torna-se por isso essencial, verificar que a tensão máxima atingida pelo sistema gerador seja inferior à tensão máxima admissível pelo inversor.

A tensão nos painéis fotovoltaicos é máxima para temperaturas mais baixas. De modo que, a tensão máxima do gerador é calculada a partir da expressão (41), para -10°C. O resultado

obtido é multiplicado pelo número de painéis que constituem cada string, neste caso 5. Portanto, a tensão máxima da string é de 526,5 V, sendo inferior à tensão máxima do inversor, 530 V.

Dimensionamento dos interruptores principais DC

A Norma Europeia EIC 60364-7-712 indica a instalação de um interruptor de corte geral entre o gerador fotovoltaico e o inversor. O interruptor deve ser capaz de interromper uma corrente contínua 25% superior à corrente de curto-circuito do gerador, para a tensão do gerador a uma temperatura de -10°C.

O interruptor principal DC foi dimensionado para os inversores que possuem 18 *strings*, pois a corrente de curto-circuito é superior. Os resultados obtidos são apresentados na tabela 6.7.

Tabela 6.7 - Dimensionamento do interruptor de corte geral DC

Corrente de curto-circuito do painel (A)	1,22
Nº de strings	18
Corrente máxima DC (A)	21,96
1,25 · Corrente máxima DC (A)	27,45
Tensão de circuito aberto a -10°C (V)	526,5

Conclui-se que o interruptor tem de ser capaz de cortar uma corrente contínua superior a 27,45 A, para uma tensão superior a 526,5 V.

6.3 Obtenção de dados de entrada

O estudo que será feito nesta dissertação precisa de dados de entrada como ponto de partida para a obtenção de resultados, mais especificamente dados da radiação solar média mensal e da temperatura ambiente média mensal, sendo assim, este capítulo tem como objetivo explicar a origem de todos os dados usados no projeto.

Começando pelos dados obtidos com *software* Meteonorm, *software* comercial disponível no mercado, estes têm origem no próprio programa, ou seja, depois de introduzir todas as características do local onde se encontra a central de Lamelas (latitude, longitude, altitude, inclinação dos painéis, etc.), o próprio *software* simula os dados pretendidos, baseando-se em interpolações de pontos de referência próximos da localização da central, mais concretamente as estações de Bragança (74 km), Vila Real (77 km) e Salamanca/Matacan (111 km). Os dados referentes à radiação solar são interpolados tendo em conta o intervalo de anos de dados armazenados entre 1986 e 2005. Os dados de temperatura são baseados no período de anos entre 2000 e 2009. O próprio programa estabelece uma percentagem de incerteza em relação aos dados fornecidos.

Os outros dados usados para avaliação da respetiva central são fornecidos pela própria empresa Cavalum, estes são obtidos através de um sensor de radiação e de temperatura (especificações no anexo C.6) situado estrategicamente no próprio terreno onde se encontra a instalação, com a mesma inclinação e azimute dos painéis fotovoltaicos (figura 6.2).



Figura 6.2 - Localização do sensor de irradiação.

Os sensores são fornecidos pelo fabricante dos inversores e do sistema de monitorização (FRONIUS) e tem indicação da calibração em mV para 1000W/m^2 . Este valor de tensão da calibração é configurado no sistema de monitorização para a correta leitura dos valores incidentes. Encontra-se implementado o procedimento de limpeza do sensor pelos operadores da empresa sempre que se deslocam ao parque. Os dados são medidos em intervalos de dez minutos para todos os dias do ano e armazenados nos *dataloggers*, que depois serão descarregados e guardados em registos SCADA, registos fornecidos pela empresa, em ficheiros Excel, para a realização da dissertação. Dado a memória dos *dataloggers* ser bastante reduzida (suporta dados durante mais ou menos 8 dias), quando não existe disponibilidade para deslocação às instalações, surge a possibilidade de perder dados. A empresa está em funcionamento desde 2007, mas apenas em 2009 é que começou a ser monitorizada. Depois de uma análise aos dados reais fornecidos, percebe-se que os anos que estão mais completos, em termos de registo de valores do sensor, são os anos de 2011, 2012 e 2013, sendo que existem, mesmo assim, falhas de registos de valores mais especificadas adiante, em cada avaliação respetiva. Por este motivo as avaliações mais pormenorizadas serão feitas para os anos referidos anteriormente. A empresa disponibilizou os valores de produção mensal desde o ano 2007 e estes valores serão também utilizados nas próximas secções para avaliação anual com os dados obtidos no Meteonorm.

Para além disso e para que a informação seja ainda mais completa, a empresa disponibilizou ainda outros ficheiros como:

- Foto plano geral do parque fotovoltaico;
- Manual técnico do inversor fotovoltaico (fronius_IG60.pdf);
- *Datasheet* módulo fotovoltaico (kaneka-g-ea060.pdf);
- *Layout* elétrico dos módulos mais inversores;
- Registos SCADA dos inversores entre 2009 e 2014;
- Esquema unifilar elétrico;

Os dados obtidos pela empresa serão analisados e tratados por forma a poderem serem introduzidos corretamente no programa PVsyst, isto porque os dados reais são medidos para a inclinação a que se encontram os painéis e o programa necessita que a introdução da irradiação seja para o plano horizontal.

6.4 Análise de dados

A avaliação da central fotovoltaica de Lamelas é feita através do programa PVsyst. Para que essa avaliação seja possível de se realizar é necessário conhecer, como já foi mencionado, para além das considerações gerais da central, os dados mensais de radiação solar incidente e temperatura ambiente, pois serão o ponto de partida para cada avaliação. Esses dados caracterizam o local em questão e permitem estimar a energia elétrica que o sistema fotovoltaico consegue produzir para depois ser comparada aos valores reais da empresa. A avaliação, neste trabalho, como dito anteriormente, realiza-se para o ano de 2011, 2012 e 2013, mas primeiramente será feita uma avaliação para dados obtidos através do Meteonorm, seguindo-se uma comparação entre todos resultados. Os resultados vão sofrendo alterações a cada simulação do programa PVsyst, isto devido à otimização das perdas, tendo como objetivo, aproximar o valor da energia elétrica anual produzida pela central, obtida com o programa, ao valor real fornecido pela empresa.

6.4.1 Dados da temperatura ambiente e da irradiação global horizontal.

A figura que se segue apresenta e compara os valores da irradiação e da temperatura referidos no parágrafo anterior. De referir que os dados representam os valores médios para cada mês porque é com base neste pressuposto que o PVsyst e o Meteonorm trabalham.

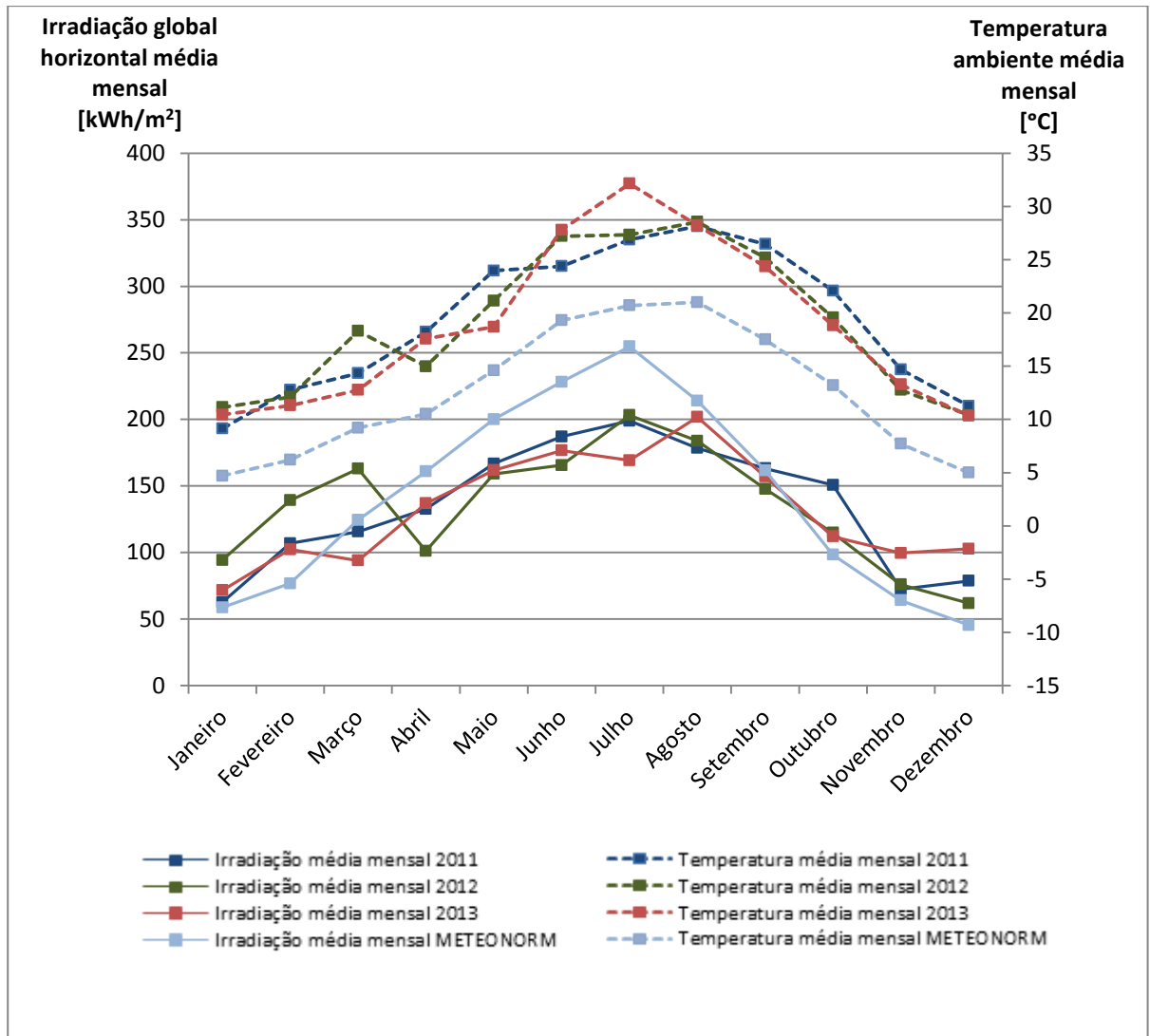


Figura 6.3 - Comparação dos valores de irradiação e temperatura ambiente.

Pela análise do gráfico, percebe-se que ao longo dos anos desde 2011 a 2013, a temperatura e a irradiação seguem aproximadamente a mesma distribuição, ou seja, mais radiação solar é equivalente a uma maior temperatura ambiente, podendo existir valores que se desviem mais ou menos daquilo que seria esperado. A exposição solar ao longo do ano e a intensidade da radiação podem ser justificação para o desvio dos dados disponíveis, assim como aspetos técnicos relacionados com o sensor que mede os valores instalado na central fotovoltaica. Em relação aos dados simulados obtidos pelo Meteonorm (linha azul clara), verifica-se que estes, apesar de seguirem a mesma distribuição, têm valores que se destacam dos dados reais, tanto a nível de temperatura como da irradiação, isto porque os dados simulados baseiam-se em interpolações de diferentes locais, próximos da central em estudo, o que também faz com que a simulação obtida não represente totalmente o clima do local em estudo. O intervalo de anos em que as interpolações se baseiam e que já foram referidos na secção 6.3 também contribui para o aumento de discordância dos dados simulados.

Depois de efetuar várias experiências no PVsyst, constata-se que os valores reais da radiação solar incidente apresentados pela empresa, medidos através do pequeno sensor, podem diferir da radiação solar incidente que efetivamente está a chegar aos painéis. Tal conclusão, foi obtida depois da introdução dos valores reais no PVsyst, percebendo que o

programa não tem uma visão otimista em relação à geração de energia elétrica, ou seja, a geração de energia que se obtinha com o PVsyst, era inferior à produção real fornecida pela empresa, não havendo assim, margem para qualquer avaliação da central. Os motivos que justificam a anomalia encontrada anteriormente, podem ser devido à diferença de funcionamento entre o sensor e o painel fotovoltaico, ou seja, um pequeno sensor situado na central pode não representar totalmente os valores que uma central com uma área fotovoltaica cerca de 1000 vezes maior capta, também a sujidade que o sensor pode apresentar, assim como a possível degradação do próprio plástico que serve de recobrimento, pode ser um fator negativo na obtenção das medidas o mais fiáveis possível, assim como uma possível falha de funcionamento do mesmo. Por outro lado, os sensores devem ser regularmente calibrados, sendo que neste caso só temos indicação que a calibração do sensor foi feita antes da instalação na central. A radiação obtida pelo sensor está calibrada para que seja a correspondente à célula fotovoltaica do próprio painel.

Sendo assim é necessário efetuar alguns cálculos e redefinir algumas considerações.

A tabela 6.8 revela o tratamento dos dados fornecidos pela empresa para o ano de 2011. A empresa forneceu valores para todos os dias do ano em intervalos de dez minutos. Contudo devido à capacidade de memória dos dataloggers e à disponibilidade de descarregamento de dados nem sempre são registados todos os valores, por este motivo e por forma a representar o local o mais verdadeiro possível, os dados são tratados para cada mês, sendo os cálculos baseados na média da radiação global solar que caracteriza cada mês do ano.

Na tabela abaixo é possível verificar também como se processa a passagem da irradiação no plano inclinado para o plano horizontal.

Tabela 6.8 – Valores médios mensais de 2011

	Radiação solar global média no plano inclinado (W/m^2)	Irradiação global média no plano inclinado (kWh/m^2)	Fator de conversão do plano inclinado para plano horizontal do PVsyst	Irradiação global média no plano horizontal (kWh/m^2)
Janeiro	84,0	62,5	0,74	46,1
Fevereiro	159,1	106,9	0,74	78,7
Março	155,5	115,7	0,90	104,3
Abril	184,3	132,7	0,96	127,1
Maió	223,9	166,6	1,04	173,0
Junho	259,7	187,0	1,09	204,0
Julho	267,4	199,0	1,07	212,2
Agosto	239,8	178,4	1,00	177,6
Setembro	226,6	163,1	0,88	143,3
Outubro	202,5	150,7	0,74	111,1
Novembro	100,5	72,3	0,75	54,4
Dezembro	105,8	78,7	0,64	50,2
Total	2209	1613		1482

A conversão dos dados da primeira para a segunda coluna, baseia-se na multiplicação do valor da radiação pelo número de horas referente de cada mês, dividindo-se depois por 1000 para que as unidades fiquem em kWh/m^2 . A passagem para o plano horizontal (quarta coluna

da tabela) é feita multiplicando-se o valor da irradiação no plano inclinado pelo fator de conversão. Este fator resulta do programa PVsyst e varia consoante os valores de radiação e temperatura de cada ano, logo, ao considerar sempre estes valores da tabela em outros anos, têm-se a noção que se está a introduzir um erro, apesar de como mostrado mais adiante ser desprezável. A outra forma de realizar este processo era pela equação 19 situada no subcapítulo 2.10, mas a falta de dados como radiação direta, difusa, etc., obriga a utilizar apenas este raciocínio.

A tabela 6.9 estima a diferença que se tem, dos valores disponibilizados pela empresa, quando se considera: **b)** o somatório dos valores médios mensais da radiação, em vez do **a)** somatório total de todos os valores de cada dez minutos, provando-se que a diferença não é considerável (1,27%). A tabela indica também o erro (8%) total que se irá considerar ao longo da avaliação para cada ano, estando já incluído neste erro a diferença falada na frase anterior.

Tabela 6.9 - Análise das divergências dos dados reais e das considerações efetuadas

Cálculos		
a) Somatório total de todos os valores de cada dez minutos da radiação de 2011 (kWh/m ²)	1634	Plano inclinado
b) Somatório da radiação média mensal de 2011 (kWh/m ²)	1613	Plano inclinado
Percentagem que o somatório real tem a mais que o somatório médio	1,27%	
Valores no plano horizontal e comparação com dados Meteonorm		
Somatório da radiação média dos dados reais de 2011 (kWh/m ²)	1482	Plano horizontal
Somatório da radiação média dos dados reais de 2011 com erro de sensor de 8% (kWh/m ²)	1600	Plano horizontal
Somatório da radiação média mensal do Meteonorm (kWh/m ²)	1687	Plano horizontal
Diferença entre dados reais de 2011 com erro de 8% e Meteonorm	5,39%	

Concluindo, a diferença que será necessário considerar aquando da avaliação com os dados do Meteonorm na comparação com a geração media real será de 5,39%, ou seja a energia elétrica obtida no programa com os valores do Meteonorm será comparada com o valor da média da geração real de todos os anos fornecidos com o acréscimo de 5,39%.

As ponderações estabelecidas anteriormente serão constantes para todos os anos e naturalmente para todas as avaliações. O gráfico seguinte é correção do gráfico da figura 6.4 e representa os valores da irradiação global horizontal média mensal com o acréscimo de 8%, como podemos verificar, os valores estão agora mais próximos uns dos outros, relativamente a irradiação.

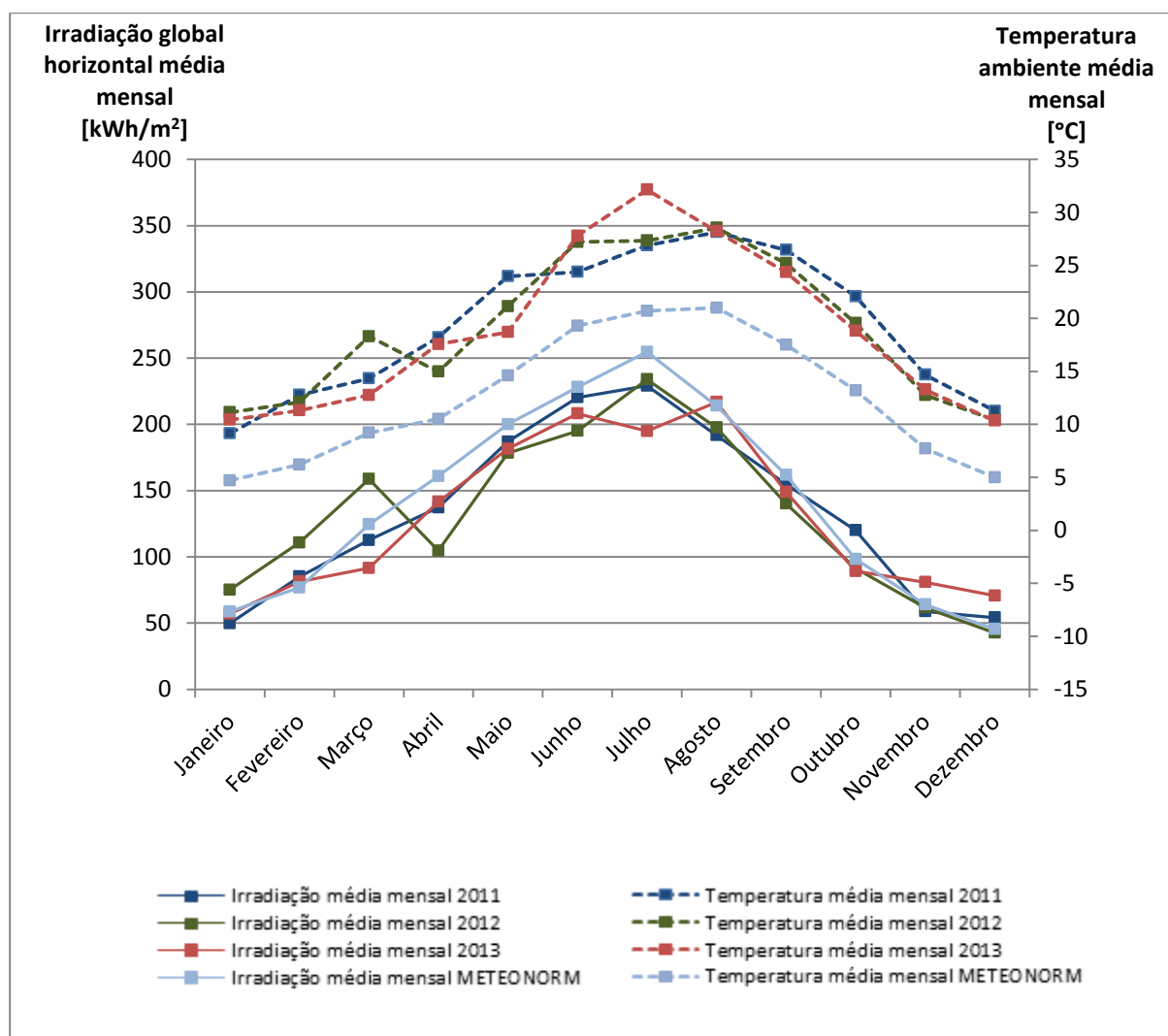


Figura 6.4 - Comparação dos valores de irradiação corrigida com 8% e temperatura.

6.4.2 Valores das produções anuais da central Lamelas

Como já referido, todo o trabalho realizado com o PVsyst para cada ano tem como fim aproximar o valor de geração anual com o valor real do ano em questão, assim a figura 6.5 tem a informação das produções anuais desde o ano 2007 até ao ano 2013, sendo que a avaliação com o programa só será feita para o ano 2011, 2012 e 2013 porque são os dados mais completos que estão disponíveis.

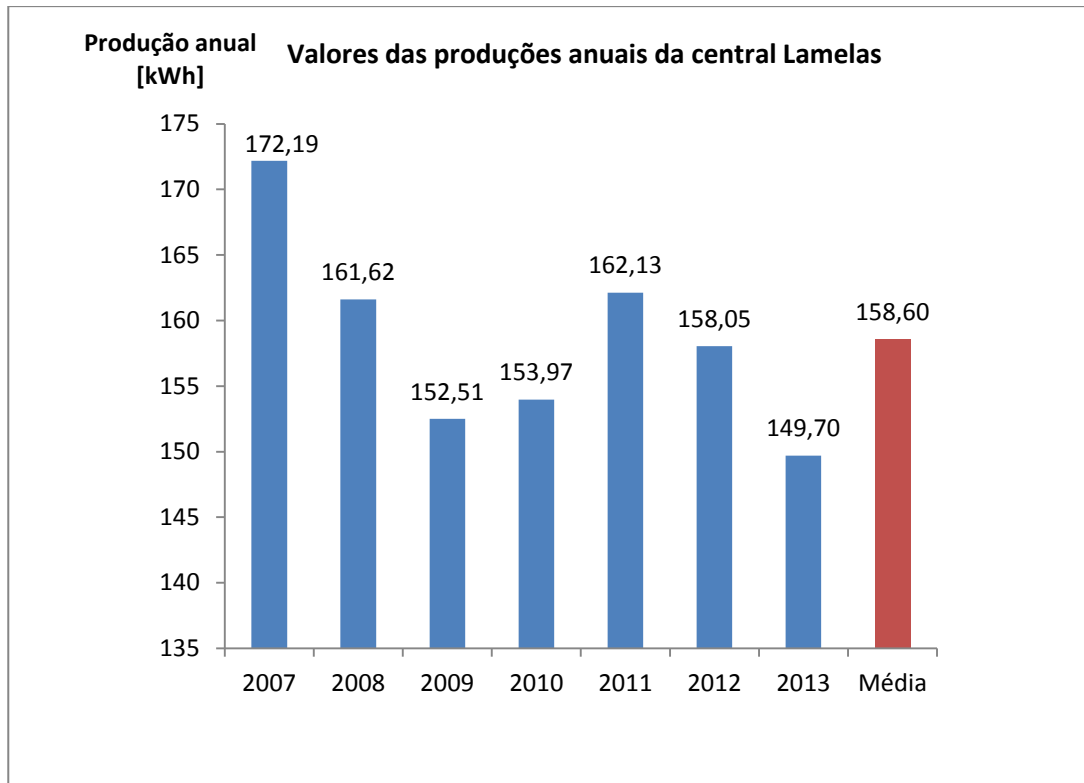


Figura 6.5 – Valores das produções anuais da central Lamelas.

No gráfico aparece ainda a média da produção ao longo dos anos de funcionamento da central, isto porque será a partir dessa produção mais o acréscimo de 5,39% ($158,60 \cdot 1,0539 = 167,15$ MWh), discutidos na secção anterior, que a análise dos dados obtidos com o Meteonorm será comparada, daí o facto de estarem todos os anos disponíveis representados.

Pela observação pormenorizada do gráfico anterior pode-se assumir que a diferença de produção de um ano para o outro pode estar relacionada com a variação da radiação solar ao longo dos anos, afetada também pela variação das condições climáticas. Por outro lado os painéis fotovoltaicos amorfos têm uma eficiência muito superior no primeiro ano de funcionamento, daí que em 2007 o valor seja mais elevado que os restantes. Mas como será estudado posteriormente mais fatores contribuem para a variação de produção de um ano para ao outro.

7. Estudo prático da central de Lamelas

7.1 Avaliação da geração de energia com dados Meteonorm, 2011, 2012 e 2013

Este capítulo trata da apresentação dos resultados das avaliações executadas no PVsyst para os dados do Meteonorm, de 2011, 2012 e 2013 fornecidos pela empresa. Cada avaliação é resumida numa série de simulações, em que cada simulação, representa uma alteração em relação à anterior com o objetivo de chegar o mais próximo do valor real de geração de energia elétrica, correspondente a cada serie de dados.

7.1.1 Avaliação da geração de energia da central Lamelas com dados de irradiação média solar e temperatura média ambiente, simulados pelo Meteonorm

A avaliação da central fotovoltaica, iniciou-se com dados de radiação solar e de temperatura ambiente que podem ser consultados por quem tem um *software* capaz de obter este tipo de dados. Neste caso utilizou-se o programa de simulação Meteonorm, mas outros programas, que simulem os valores característicos da localização da central, podem ser utilizados, isto porque, posteriormente, os dados serão introduzidos e tratados no programa PVsyst com o fim de obter o valor médio de produção mensal de 167,15MWh (valor resultante do subcapítulo anterior).

Esta avaliação é introduzida em 5 simulações, cada uma abordando alterações necessárias de modo a atingir o objetivo estipulado.

1ª Simulação - Avaliação da central fotovoltaica sem sombreamento e com perdas detalhadas predefinidas pelo PVsyst

Como explicado no capítulo 5, o programa PVsyst tem uma sequência de caracterização do sistema fotovoltaico. Neste caso a simulação iniciou-se apenas com as considerações *standard* já impostas pelo programa, ou seja, na primeira simulação não se teve em conta os sombreamentos provocados pela disposição dos painéis fotovoltaicos no terreno, também não foram avaliadas ao pormenor quaisquer tipos de perdas detalhadas, introduzidas no programa, que estes sistemas geralmente têm. O objetivo é perceber em que grandeza de valores funciona o PVsyst. Consequentemente, a tabela 7.2 mostra todos os parâmetros e fatores considerados antes da simulação, designadas pelo programa como perdas detalhadas. A tabela 7.1 relembra os parâmetros gerais que dizem respeito à constituição do sistema e que, naturalmente serão constantes ao longo das próximas avaliações.

Tabela 7.1 - Dados característicos da central Lamelas

Considerações do local e do sistema fotovoltaico	
Latitude	41,2°N
Longitude	6,8°W
Fuso horário	Sem diferença UTC/GMT
Altitude	776 m
Albedo	20%
Inclinação dos painéis relativamente à horizontal	34°
Azimute referido a Sul	22° Oeste

É importante referir que o número de painéis utilizados e a sua disposição no terreno encontram-se definidos no setor 6.2.

Tabela 7.2 – Parâmetros e fatores a introduzir no programa PVSyst que contribuirão para as perdas detalhadas do sistema fotovoltaico

Fator térmico - com NOCT = 45 °C	$U_c = 29.0$ W/m^2K
	$U_v = 0.0 W/m^2K /$ m/s
Efeito da incidência da radiação, $IAM = 1 - b_0 (1/\cos i - 1)$	$b_0 = 0,05$
	<i>Fração de perda</i>
Perdas de resistência dos fios global	1,5% para STC
Perdas por sujidade dos painéis	3,0%
Perda de qualidade do módulo	2,5%
Perda por incompatibilidade	1,0% para MPP

O processo de cálculo dos valores *standard* das perdas detalhadas é explicado em 5.2. O catálogo dos painéis considerados não especifica a NOCT, o valor da tabela é considerado tendo em conta outros painéis que apresentam características semelhantes ao usado, este valor manter-se-á constante até nova indicação.

Depois de ter todos os parâmetros anteriores introduzidos no programa, procede-se à avaliação da geração da central fotovoltaica. A tabela 7.3 mostra os resultados consoante o que foi dito anteriormente. Nesta tabela são também incluídos os valores mensais da irradiação média global horizontal e da temperatura média ambiente resultantes do Meteoronorm, com o objetivo de facilitar a leitura dos resultados.

Tabela 7.3 - Resultados da 1ª simulação para os dados obtidos com o Meteonorm com perdas *standard* do programa e sem sombreamento

Mês	GHor. [kWh/m ²]	Ta [°C]	GInc. [kWh/m ²]	GEfic. [kWh/m ²]	ESist. [MWh]	ERede [MWh]	Efi.PV %	Efic.G %
Janeiro	58,7	4,7	95,0	92,2	9,4	8,8	5,05	4,72
Fevereiro	76,7	6,2	108,8	105,9	11,0	10,3	5,13	4,80
Março	124,4	9,2	150,6	146,5	15,5	14,5	5,21	4,88
Abril	160,9	10,5	172,5	167,5	17,7	16,6	5,22	4,89
Mai	200,0	14,6	192,2	186,3	19,5	18,3	5,17	4,83
Junho	228,1	19,3	209,4	202,9	21,0	19,7	5,11	4,77
Julho	254,7	20,7	237,6	230,2	23,9	22,3	5,11	4,78
Agosto	214,0	21,0	221,2	214,4	22,2	20,8	5,10	4,77
Setembro	161,7	17,5	194,0	188,7	19,5	18,3	5,12	4,79
Outubro	98,2	13,2	127,0	123,1	12,7	11,8	5,07	4,74
Novembro	64,0	7,7	99,1	96,3	9,8	9,1	5,01	4,68
Dezembro	45,4	5,0	72,4	70,2	7,0	6,6	4,94	4,60
Anual	1687	12,5	1880	1824	189	177	5,12	4,79
Legenda:								
GHor. - Irradiação Global Horizontal				ESist. - Energia á saída Dos painéis Fotovoltaicos				
Ta - Temperatura Ambiente				ERede - Energia Injetada na Rede				
GInc. – Irradiação Global Incidente no Painei Fotovoltaico				Efi.PV - Eficiência dos Painéis Fotovoltaicos				
GEfic. – Irradiação Global Efetiva corrigida pelos fatores: IAM e Sombreamento				Efic.G - Eficiência Global do Sistema				

A análise da tabela 7.3 permite perceber que a geração de energia (177 MWh) ainda se encontra superior ao valor esperado (167,15 MWh). É necessário estudar de forma mais detalhada todos os fatores que introduzem perdas na central de Lamelas, esta simulação exibe um PR (*performance ratio*), de 75,8%.

A tabela 7.4 apresenta a contribuição das perdas para a simulação referida anteriormente, é partir destes valores iniciais que se analisam todos fatores que contribuem negativamente para geração de eletricidade do sistema. O objetivo é aproximar a geração simulada ao valor real. O relatório extraído do programa desta simulação encontra-se no anexo D.1.

Tabela 7.4 – Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração na 1ª simulação

Perdas óticas	Irradiação global horizontal	1687 kWh/m ²
	Aumento da radiação global incidente no FV	+11,5%
	Sombreamento	0%
	Fator IAM	-3%
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica	1824 kWh/m ²
	Eficiência de conversão do painel para <i>STC</i>	6,35%
Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para <i>STC</i>)	227,7 MWh
	Perdas devido ao nível da irradiância	-6,4%
	Perdas devido à temperatura	-3,1%
	Perdas por sujidade	-3,4%
	Perda de qualidade do módulo	-2,8%
	Perda de incompatibilidade da central	-1,1%
	Correção espectral para painel do tipo amorfo	-0,3%
	Perdas de resistência dos fios	-1%
	Energia virtual da central para MPP	189,3MWh
Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação	-6,5%
	Energia á saída do inversor	177,0MWh
	Energia injetada na rede	177,0MWh

2ª Simulação - Avaliação da central fotovoltaica com sombreamento e com perdas detalhadas predefinidas pelo utilizador

A primeira simulação teve como objetivo ter mais sensibilidade ao programa para se conseguir perceber a gama de valores que este é capaz de dispor. As próximas simulações serão o estudo pormenorizado dos fatores que contribuem para a diminuição da geração de modo a encontrar um valor de geração de energia próximo do valor real relativo a este caso.

A segunda simulação teve como principal objetivo:

- Analisar o sombreamento provocado pelo relevo ou objetos que pudessem causar sombra à área onde a central está instalada (calculado da linha de horizonte);
- Analisar o sombreamento que as próprias filas de painéis podem causar consoante a sua configuração no local;

No aspeto a) verificou-se que a posição geográfica da central faz com que apenas uma pequena montanha situada a 250 metros da central (figura 7.1) contribua para causar sombra nos painéis, porém a distância a que esta elevação de terreno se encontra, afeta apenas nas últimas horas de luz solar. Ou seja, a altura do Sol, em relação à central, é de apenas alguns graus nessas horas, o que contribui para que a intensidade de radiação seja mínima ou quase nenhuma.



Figura 7.1 - Fotografia que revela a interferência ao nível do sombreamento da pequena montanha situada perto da central fotovoltaica [32].

A conclusão anteriormente referida é baseada, na distância da central à montanha, na altura da montanha e na carta solar do local, fatores explicados a seguir.

- Distância entre a central e a elevação de terreno referido – 250m; [30]
- Altura máxima da pequena montanha – 803m, mais 27 metros do que altura a que se encontra a central Lamelas (776m); [30]

Com as duas distâncias obtidas consegue-se pela expressão 57, desenvolvida a partir de (35) obter o ângulo de altura do Sol no instante em que a montanha começa a interferir com a luz solar que incide na central.

$$\tan h = \frac{27}{250} \quad (56)$$

$$h = \tan^{-1} \frac{27}{250} = 6,16^\circ \quad (57)$$

Com a altura do Sol, em relação á central, determinada, usa-se a carta solar representativa da localização geográfica da central Lamelas e analisa-se em que época e horário a central é mais penalizada com o sombreamento, a figura 7.2 analisa o caso.

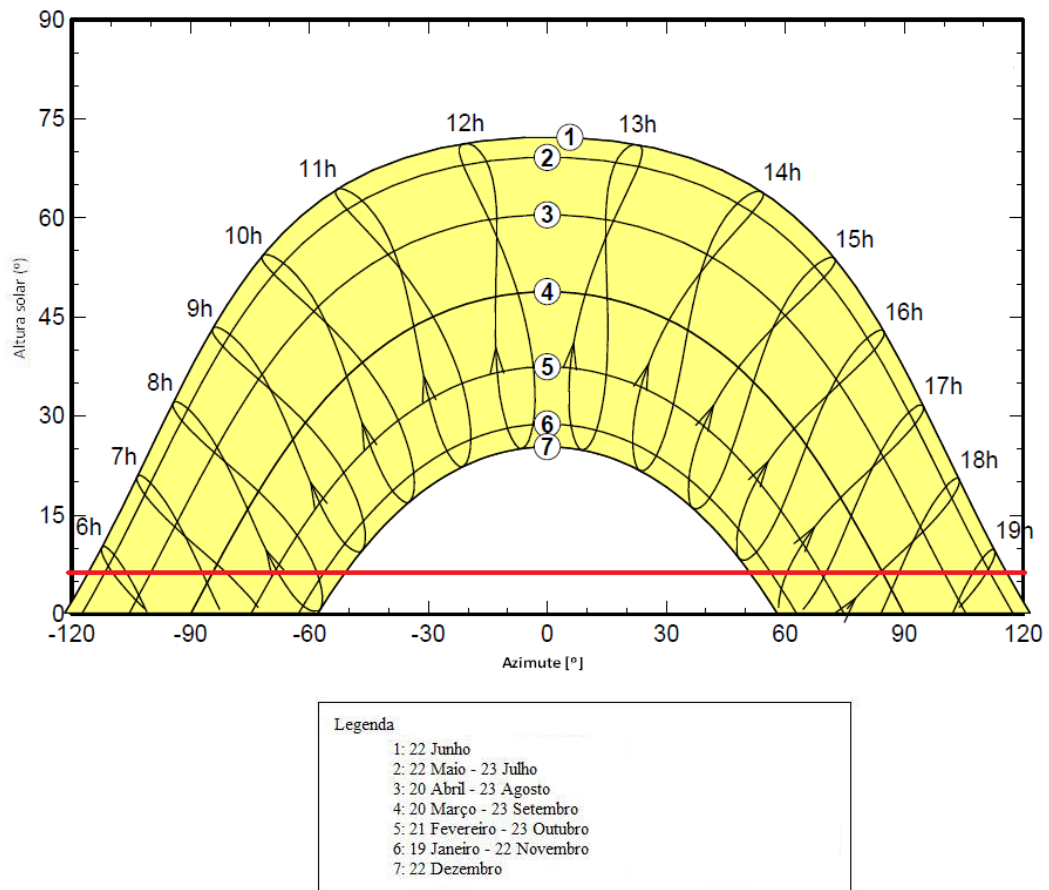


Figura 7.2 - Carta solar representativa do local geográfico da central fotovoltaica de Lamelas.

Assim, comprova-se que o sombreamento causado não tem uma contribuição significativa para a diminuição de geração de energia da central, apenas afeta com mais algum interesse nos meses de Verão, porém em horas em que a radiação não tem já contribuição reveladora para a geração de energia.

Concluindo, no programa PVsyst a linha de horizonte geral ficará sem efeito, por outras palavras, será representada através de uma reta horizontal com intersecção em 0° no eixo da altura solar, figura 5.4. Esta consideração será constante ao longo de todas as simulações.

O segundo aspeto (o sombreamento que as próprias filas de painéis podem causar consoante a sua configuração no local) é avaliado no separador específico do programa (*Near shadings*). Nesta parte do PVsyst, insere-se a área total do campo fotovoltaico, com a orientação, inclinação e distância entre filas reais (estas características encontram-se na tabela 6.1). A figura seguinte diz respeito à configuração da central Lamelas que é inserida no PVsyst, já com uma simulação do sombreamento. Como se pode verificar o programa não dá importância a cada painel fotovoltaico específico, apenas tem relevância a área total que os painéis perfazem e as distâncias entre as filas que caracterizam a disposição do sistema. Optou-se por incluir a área fotovoltaica como um todo (12 filas de painéis de painéis fotovoltaicos com o comprimento total da central) e não como dois grupos de 12 filas como se encontra o caso real, justificando-se esta opção pelo fato de ser mais simples a construção da área no programa e porque a diferença entre a consideração real e a consideração imposta não é relevante, por outras palavras, para obter uma potência de 124,2 kWp é necessário uma área

fotovoltaica de 1967 m² e é com base nessa informação que se impõe a área fotovoltaica para cálculo de sombreamento.

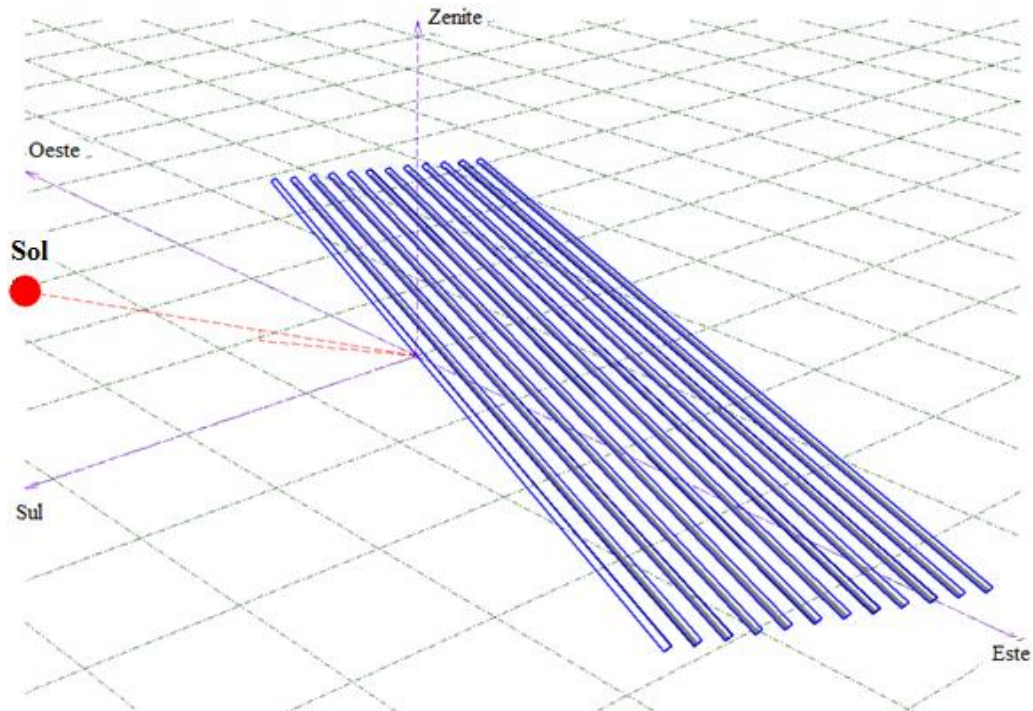


Figura 7.3 - Área fotovoltaica, inserida no PVsyst, para cálculo de sombreamento.

Analisado o sombreamento, prossegue-se para o estudo dos valores das perdas detalhadas. Então, é importante destacar aquelas que são variáveis consoante os anos de funcionamento da central daquelas que permanecerão constantes ao longo do tempo. Como já referido o programa chama a estas variáveis ou parâmetros por perdas detalhadas.

Os parâmetros variáveis pelo utilizador são:

- Perdas por sujidade dos painéis, estas são as únicas que variam ao longo das avaliações respetivas, como veremos posteriormente.

Os parâmetros constantes são:

- Fator térmico para uma NOCT = 45°C considerando os valores do catálogo dos painéis fotovoltaicos, este tipo de painéis apresenta para as condições de teste uma NOCT na ordem dos 45°C o que ao introduzir no programa leva a um valor de coeficiente de perdas por radiação e convecção de aproximadamente $U_c = 29.0 \text{ W/m}^2\text{K}$ e a um fator de perdas proporcional á velocidade do vento de $U_v = 0.0 \text{ W/m}^2\text{K/m/s}$;

- Efeito da incidência da radiação, $IAM = 1 - b_0 (1/\cos i - 1)$, com $b_0 = 0,05$, este parâmetro é constante e explicado na secção 5.1.

- Perda de qualidade do módulo igual a 1%, este valor é diferente daquele que é previamente definido pelo programa porque os painéis ainda se encontram nos primeiros anos de uso e naturalmente as perdas serão praticamente nulas.

- Perda por incompatibilidade igual a 1% para MPP, esta é mais uma fração de perda que se mantém conforme estipula o programa, explicada na secção 5.1.

- Perdas de resistência dos fios global igual 2,2% para STC. De referir que a introdução desta fração de perda leva a uma perda de geração de energia de 1,5%, este valor é obtido através de várias pesquisas bibliográficas em que é possível constatar que as perdas de energia de cablagem circundam entre 1 a 3%, sendo que o valor 1,5% conduz a uma perda consciente e sem risco de sub ou sobredimensionamento. O gráfico seguinte mostra a variação de produção mensal e anual para perdas de produção, a nível de resistência dos cabos, para 1, 1,5 e 3%. Os restantes fatores de perda mantêm-se inalterados.

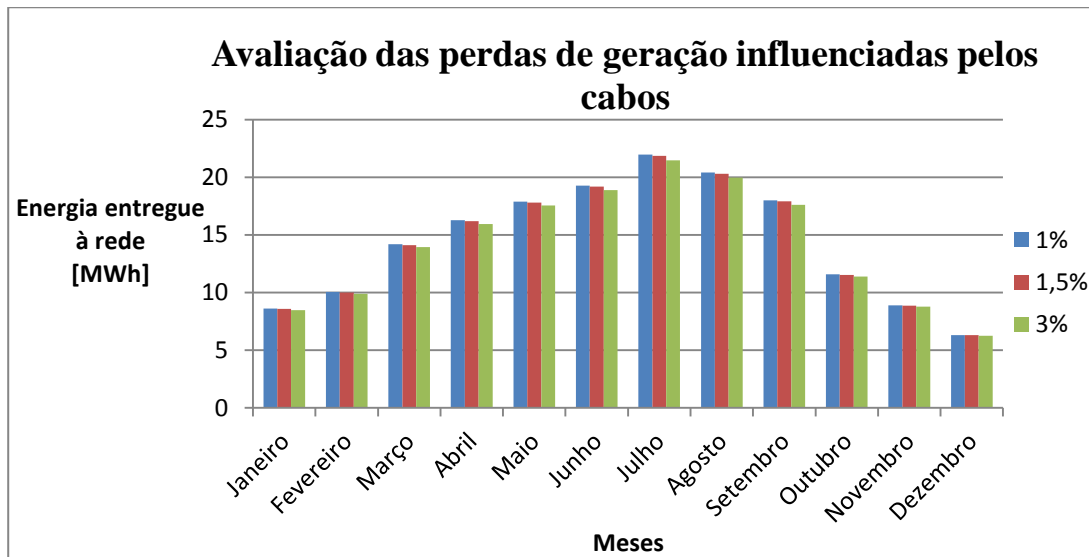


Figura 7.4 - Avaliação das perdas de resistência dos cabos.

Como podemos verificar a alteração da percentagem entre 1 e 3 % não tem diferenças significativas entre os resultados. Concluindo, 1,5% será o valor que se manterá constante ao longo de todas as simulações.

Com todos os dados a introduzir analisados inicia-se agora uma nova simulação, e para já sem perdas por sujidade, resumindo é a partir daqui que se inicia avaliação da central.

A tabela 7.5 apresenta os parâmetros e fatores a introduzir no PVsyst, desta feita com as correções anteriormente justificadas.

Tabela 7.5 - Parâmetros e fatores a introduzir no programa PVsyst que contribuirão para as perdas detalhadas do sistema fotovoltaico

Fator térmico - com NOCT = 45 °C	Uc = 29.0 W/m²K
	Uv= 0.0 W/m²K / m/s
Efeito da incidência da radiação, IAM = 1 – b ₀ (1/cos i - 1)	b ₀ = 0,05
	<i>Fração de perda</i>
Perdas de resistência dos fios global	1,5% para STC
Perdas por sujidade dos painéis	0%
Perda de qualidade do módulo	1%
Perda por incompatibilidade	1,0% para MPP

O relatório da simulação apresenta a carta solar com o efeito do sombreamento resultante da configuração imposta no programa.

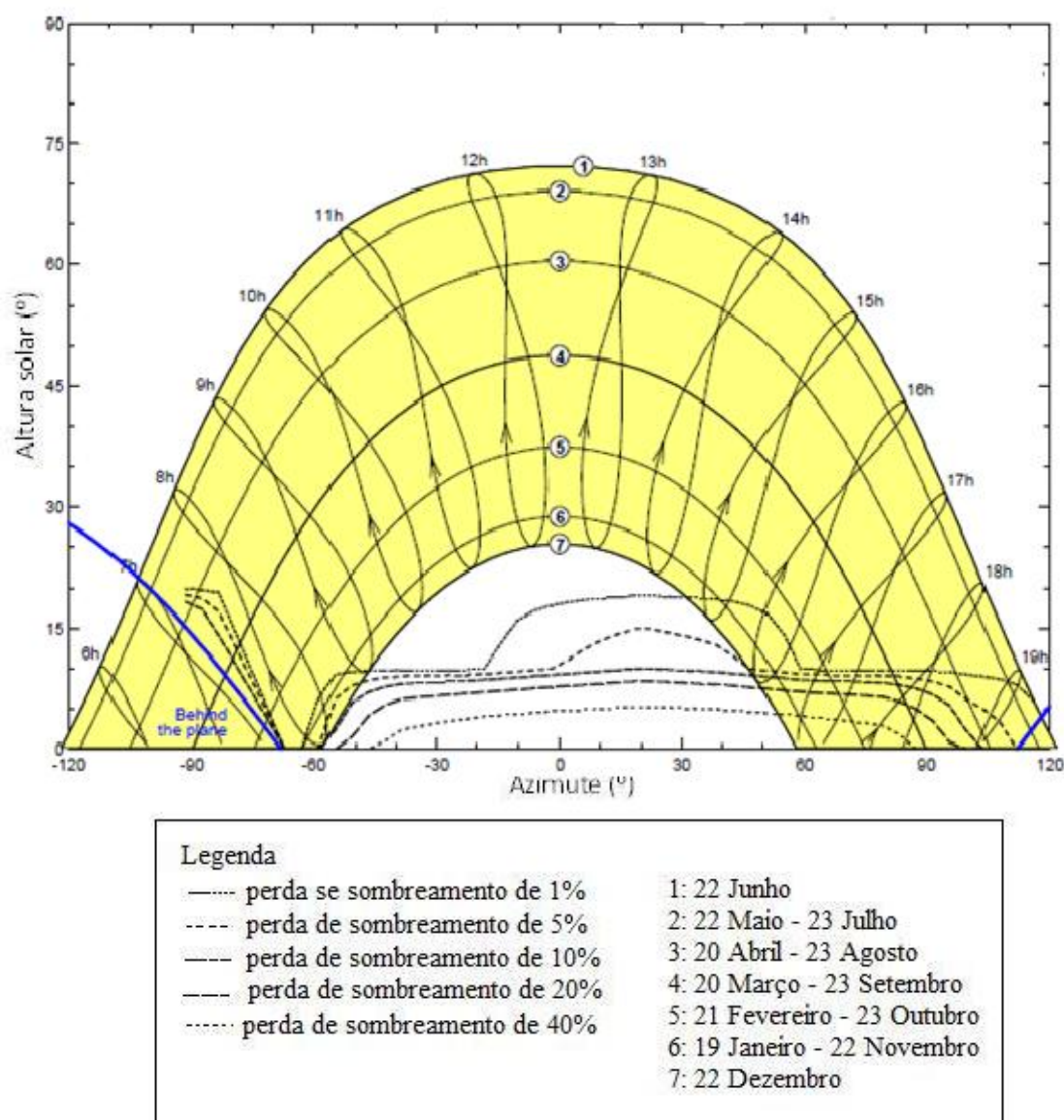


Figura 7.5 - Carta solar representativa do sombreamento causado pela disposição dos painéis fotovoltaicos da central Lamelas.

Como podemos ver pela figura anterior, apenas nas horas finais da luz solar é que o sombreamento tem algum peso. Por exemplo, a linha a tracejado que representa 40% de perdas de sombreamento, apenas será contabilizada quando o Sol tiver numa altura inferior a 15°, e em épocas em que o percurso solar é feito mais baixo (ex: Inverno), mostrando-se irrelevante porque nas horas em que esta linha aparece, a radiação não tem intensidade capaz de produzir valores aceitáveis de energia.

A apresentação dos resultados da 2ª simulação encontra-se na tabela seguinte.

Tabela 7.6 - Resultados da 2ª simulação para os dados obtidos com o Meteonorm com perdas *standard* do programa e com sombreamento

Mês	GHor. [kWh/m ²]	Ta [°C]	GInc. [kWh/m ²]	GEfic. [kWh/m ²]	ESist. [MWh]	ERede [MWh]	Efi.PV %	Efic.G %
Janeiro	58,7	4,7	95	90	9,6	9,0	5,16	4,82
Fevereiro	76,7	6,2	108,8	103,6	11,3	10,5	5,26	4,92
Março	124,4	9,2	150,6	143,8	15,9	14,8	5,35	5,01
Abril	160,9	10,5	172,5	164,4	18,2	17,0	5,36	5,01
Mai	200	14,6	192,2	182,4	20,0	18,7	5,29	4,95
Junho	228,1	19,3	209,4	199,2	21,6	20,2	5,24	4,9
Julho	254,7	20,7	237,6	226,5	24,6	23,0	5,26	4,92
Agosto	214	21	221,2	211	22,8	21,4	5,25	4,91
Setembro	161,7	17,5	194	185,7	20,1	18,8	5,27	4,93
Outubro	98,2	13,2	127	120,6	13,0	12,1	5,2	4,86
Novembro	64	7,7	99,1	93,8	10,0	9,3	5,12	4,78
Dezembro	45,4	5	72,4	67,7	7,1	6,6	5	4,65
Anual	1686	12,5	1880	1789	194,2	181,6	5,25	4,91
Legenda:								
GHor. - Irradiação Global Horizontal					ESist. - Energia á saída Dos painéis Fotovoltaicos			
Ta - Temperatura Ambiente					ERede - Energia Injetada na Rede			
GInc. – Irradiação Global Incidente no Painei Fotovoltaico					Efi.PV - Eficiência dos Painéis Fotovoltaicos			
GEfic. – Irradiação Global Efetiva corrigida pelos fatores: IAM e Sombreamento					Efic.G - Eficiência Global do Sistema			

A 2ª simulação permite perceber que o sombreamento considerado interfere na geração de energia negativamente, a tabela 7.7 revela quanto interfere percentualmente na geração de energia.

Tabela 7.7 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração na 2ª simulação

Perdas óticas	Irradiação global horizontal	1687 kWh/m ²
	Aumento da radiação global incidente no FV	+11,5%
	Sombreamento	-2,1%
	Fator IAM	-2,8%
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica	1789 kWh/m ²
	Eficiência de conversão do painel para <i>STC</i>	6,35%
Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para <i>STC</i>)	223,3 MWh
	Perdas devido ao nível da irradiância	-6,5%
	Perdas devido a temperatura	-3,1%
	Perdas por sujidade	-
	Perda de qualidade do módulo	-1,1%
	Perda de incompatibilidade da central	-1,1%
	Correção espectral para painel do tipo amorfo	-0,2%
	Perdas de resistência dos fios	-1%
	Energia virtual da central para MPP	194,2 MWh
Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação	-6,5%
	Energia á saída do inversor	181,6 MWh
	Energia injetada na rede	181,6 MWh

Numa primeira avaliação dá para perceber que num ponto de partida sem perdas de sombreamento, ainda existe uma diferença considerável para o valor esperado nesta parte do estudo (167,15 MWh), o que permite concluir que o sombreamento terá que ser analisado nos próximos relatórios, de modo a que a simulação final represente a central Lamelas o mais próximo do real possível. Consequentemente o PR do sistema fotovoltaico aumentou para 77,8%. O relatório desta simulação encontra-se no anexo D.2.

3ª Simulação - Avaliação da central fotovoltaica com uma fração de perda por sujidade dos painéis de 2%

As próximas três simulações dizem respeito á análise da contribuição da sujidade para a perda de geração de energia da central.

A 3ª simulação (anexo D.3) baseia-se, para além do que já está definido das anteriores simulações, na alteração da fração de perdas por sujidade dos painéis de 0 para 2%, tabela 7.5. À semelhança da tabela 7.7, a tabela que se segue apresenta a percurso que esta simulação percorreu. É visível perceber que a sujidade contribui significativamente para a diminuição da geração de energia da central, ou seja com análise do sombreamento, o valor real a que se tem tentado chegar fica cada vez mais próximo.

Tabela 7.8 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 3ª simulação

Perdas óticas	Irradiação global horizontal	1687 kWh/m ²
	Aumento da radiação global incidente no FV	+11,5%
	Sombreamento	-2,1%
	Fator IAM	-2,8%
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica	1789 kWh/m ²
	Eficiência de conversão do painel para <i>STC</i>	6,35%
Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para <i>STC</i>)	223,3 MWh
	Perdas devido ao nível da irradiância	-6,5%
	Perdas devido a temperatura	-3,1%
	Perdas por sujidade	-2,3%
	Perda de qualidade do módulo	-1,1%
	Perda de incompatibilidade da central	-1,1%
	Correção espectral para painel do tipo amorfo	-0,2%
	Perdas de resistência dos fios	-1,5%
	Energia virtual da central para MPP	189,9 MWh
Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação	-6,5
	Energia á saída do inversor	177,5 MWh
	Energia injetada na rede	177,5 MWh

A estimativa de energia produzida ao longo do ano é agora de 177,5 MWh o que em relação ao valor anterior (181,6 MWh) já é uma diferença significativa, porém mais ajustes terão que ser feitos no parâmetro da sujidade, isto porque o valor real (167,15 MWh) ainda não está próximo.

4ª Simulação - estudo das perdas por sujidade dos painéis para uma fração de perda de 4%

A quarta simulação assemelha-se em muito à terceira, daí não ser necessário repetir as tabelas. Importa referir que com a consideração de uma fração de 4% de perdas de sujidade o valor na contribuição anual para a perda de energia será de 4,5% que fará com que a energia produzida ao fim do ano baixe para 173,5 MWh. O relatório encontra-se no anexo D.4.

5ª Simulação- estudo das perdas por sujidade dos painéis para uma fração de perda de 6%

Esta é a última simulação realizada no programa PVsyst com os valores de radiação solar e temperatura ambiente do Meteonorm. Nesta análise apresenta-se a tabela 7.9 com os resultados mensais da simulação e a tabela 7.10 com a sequência do tratamento de dados pelo programa desde a entrada da irradiação até ao valor final de energia produzida anualmente, com as considerações tomadas. A *performance* anual da última simulação é 72,6%, o relatório encontra-se no anexo D.5.

Tabela 7.9 - Resultados da 5ª simulação para os dados obtidos com o Meteonorm com perdas *standard* do programa e sem sombreamento

Mês	GHor. [kWh/m²]	Ta [°C]	GInc. [kWh/m²]	GEfic. [kWh/m²]	ESist. [MWh]	ERede [MWh]	Efi.PV %	Efic.G %
Janeiro	58,7	4,7	95,0	90,0	9,01	8,42	4,82	4,5
Fevereiro	76,7	6,2	108,8	103,6	10,52	9,83	4,91	4,59
Março	124,4	9,2	150,6	143,8	14,81	13,86	5,00	4,68
Abril	160,9	10,5	172,5	164,4	16,99	15,89	5,00	4,68
Mai	200,0	14,6	192,2	182,4	18,67	17,47	4,94	4,62
Junho	228,1	19,3	209,4	199,2	20,13	18,82	4,89	4,57
Julho	254,7	20,7	237,6	226,5	22,90	21,43	4,9	4,58
Agosto	214,0	21,0	221,2	211,0	21,30	19,93	4,89	4,58
Setembro	161,7	17,5	194,0	185,7	18,76	17,57	4,92	4,6
Outubro	98,2	13,2	127,0	120,6	12,12	11,33	4,85	4,54
Novembro	64,0	7,7	99,1	93,8	9,33	8,71	4,78	4,47
Dezembro	45,4	5,0	72,4	67,7	6,65	6,19	4,67	4,34
Anual	1687	12,5	1880	1789	181,2	169,4	4,9	4,58
Legenda:								
GHor. - Irradiação Global Horizontal				ESist. - Energia á saída Dos painéis Fotovoltaicos				
Ta - Temperatura Ambiente				ERede - Energia Injetada na Rede				
GInc. – Irradiação Global Incidente no Pannel Fotovoltaico				Efi.PV - Eficiência dos Painéis Fotovoltaicos				
GEfic. – Irradiação Global Efetiva corrigida pelos fatores: IAM e Sombreamento				Efic.G - Eficiência Global do Sistema				

Tabela 7.10 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 5ª simulação

Perdas óticas	Irradiação global horizontal	1687 kWh/m ²
	Aumento da radiação global incidente no FV	+11,5%
	Sombreamento	-2,1%
	Fator IAM	-2,8%
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica	1789 kWh/m ²
	Eficiência de conversão do painel para <i>STC</i>	6,35%
Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para <i>STC</i>)	223,3 MWh
	Perdas devido ao nível da irradiância	-6,5%
	Perdas devido a temperatura	-3,1%
	Perdas por sujidade	-6,8 %
	Perda de qualidade do módulo	-1,1%
	Perda de incompatibilidade da central	-1,1%
	Correção espectral para painel do tipo amorfo	-0,2%
	Perdas de resistência dos fios	-1,5%
	Energia virtual da central para MPP	181,2 MWh
Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação	-6,5
	Energia á saída do inversor	169,4 MWh
	Energia injetada na rede	169,4 MWh

Neste caso o valor já esta muito próximo do que queremos, não sendo necessário mais nenhuma avaliação para chegar ao valor exato porque como o próprio nome indica uma simulação tenta demonstrar o mais possível a realidade, sendo impossível ser uma representação com uma confiança de 100%, os ajustes fazem-se o mais coerente possível de modo a não cometer exageros nas considerações.

O gráfico seguinte mostra todas as simulações efetuadas nesta avaliação, de modo a perceber a redução ao longo da análise. Também é possível visualizar a variação do PR do sistema á medida que se alteram as características.

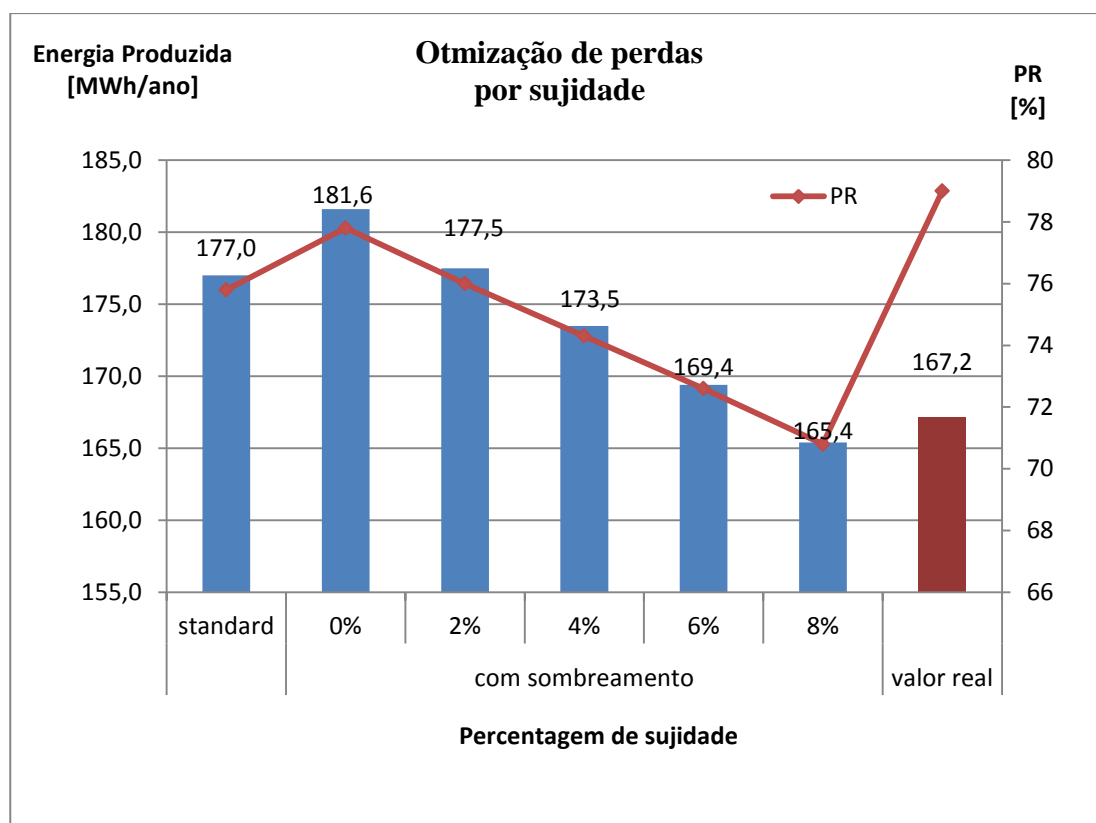


Figura 7.6 - Otimização das perdas por sujidade para os valores Meteonorm.

A simulação para uma sujidade de 8% encontra-se no anexo D.6.

Concluída a análise com os dados introdutórios obtidos no Meteonorm, realizar-se-á seguidamente com os dados reais de 2011, 2012 e 2013 para que no final seja possível realizar as comparações entre avaliações.

7.1.2 Avaliação da geração de energia da central Lamelas com dados reais de irradiação média solar e temperatura média ambiente, fornecidos pela empresa, para o ano 2011

A empresa Cavalum disponibilizou todo o tipo de dados que geralmente são retirados pela própria empresa para avaliação da central, entre os tipos de dados fornecidos temos:

- Temperatura do painel e temperatura ambiente em graus celsius;
- Radiação, em W/m^2 ; medida com a mesma inclinação dos painéis (34°) e captada pelo sensor situado no centro da central fotovoltaica;
- Tensão DC e AC, apresentada em volts, para cada um dos 24 inversores;
- A potência, em Watts, à saída de cada um dos inversores;

Todos os valores são apresentados em intervalos de dez minutos ao longo de todos os dias de cada ano. É importante reter que nem sempre são disponibilizados todos os valores e consequentemente existem algumas perdas de dados em cada ano respetivo.

Os dados mais relevantes para o tipo de avaliação feita nesta dissertação são a temperatura ambiente e a radiação medida pelo sensor, visto que são os dados iniciais que o programa PVsyst necessita, com o objetivo de caracterizar o local. Como consequência do que foi

referido e como se pode comprovar na tabela 6.9, os valores fornecidos têm que ser tratados para poderem ser apresentados para cada mês do ano, já que é nesse formato que serão introduzidos no PVsyst.

Depois de caracterizado o local para o ano de 2011 realiza-se a avaliação de geração para esse ano. A empresa refere que o valor real de geração de energia elétrica para o ano de 2011 é de 162,1 MWh, ou seja é em torno deste valor que a avaliação da central será feita, processo já utilizado em 7.1. A análise de perdas detalhadas e do sombreamento foram já realizadas na secção anterior, sendo assim, a presente apreciação inicia-se com uma simulação caracterizada pela não introdução do efeito do sombreamento do conjunto fotovoltaico e sem perdas de sujidade dos painéis para que, a partir deste ponto inicial seja possível perceber a relevância de cada fator até á ultima simulação, de modo a que o valor de geração do PVsyst seja coerente com o valor real.

1ª Simulação - avaliação da central fotovoltaica sem sombreamento e com perdas detalhadas predefinidas pelo utilizador (sombreamento 0%)

Na primeira simulação serão apresentados novamente todos os fatores, resultados e sequência de simulação efetuados. A tabela 7.11 indica os fatores e frações que representam individualmente cada tipo de perda detalhada que o PVsyst considera. Como podemos comprovar os valores finais considerados na avaliação anterior mantêm-se nesta primeira simulação e apenas a fração de perdas por sujidade dos painéis volta ao valor 0%.

Tabela 7.11 - Parâmetros e fatores que representam, no programa PVsyst, as perdas detalhadas do sistema fotovoltaico

Fator térmico - com NOCT = 45 °C	Uc = 29.0 W/m²K Uv= 0.0 W/m²K / m/s
Efeito da incidência da radiação, IAM = 1 – b ₀ (1/cos i - 1)	b ₀ = 0,05
	<i>Fração de perda</i>
Perdas de resistência dos fios global	2,3% para STC
Perdas por sujidade dos painéis	0%
Perda de qualidade do módulo	1,0%
Perda por incompatibilidade	1,0% para MPP

A tabela 7.12 revela os resultados alcançados com o PVsyst.

Tabela 7.12 - Resultados da 1ª simulação para os dados reais de 2011

Mês	GHor. [kWh/m ²]	Ta [°C]	GInc. [kWh/m ²]	GEfic. [kWh/m ²]	ESist. [MWh]	ERede [MWh]	Efi.PV %	Efic.G %
Janeiro	9,1	65,1	62,9	6,6	6,1	5,1	4,78	4,78
Fevereiro	85,0	12,8	118,8	115,4	12,3	11,5	5,25	4,92
Março	112,7	14,3	130,1	126,3	13,7	12,8	5,34	4,99
Abril	137,2	18,2	142,2	137,7	14,8	13,8	5,29	4,94
Mai	186,9	24,0	180,1	174,6	18,6	17,4	5,25	4,91
Junho	220,4	24,4	203,5	197,1	21,0	19,7	5,25	4,91
Julho	229,1	26,9	216,0	209,2	22,2	20,8	5,22	4,88
Agosto	191,8	28,1	197,7	191,6	20,2	18,9	5,19	4,86
Setembro	154,8	26,5	182,0	176,9	18,6	17,4	5,20	4,87
Outubro	120,0	22,1	167,7	163,0	17,2	16,1	5,20	4,87
Novembro	58,8	14,7	85,7	83,1	8,6	8,0	5,08	4,74
Dezembro	54,2	11,3	88,0	85,2	8,7	8,2	5,04	4,71
Anual	1601	19,4	1777	1723	182,4	171	5,22	4,88
Legenda:								
GHor. - Irradiação Global Horizontal				ESist. - Energia á saída Dos painéis Fotovoltaicos				
Ta - Temperatura Ambiente				ERede - Energia Injetada na Rede				
GInc. – Irradiação Global Incidente no Pannel Fotovoltaico				Efi.PV - Eficiência dos Painéis Fotovoltaicos				
GEfic. – Irradiação Global Efetiva corrigida pelos fatores: IAM e Sombreamento				Efic.G - Eficiência Global do Sistema				

É perceptível, nos valores apresentados, que a eletricidade produzida ao longo do ano (170,6 MWh), consoante os pressupostos considerados, é relativamente superior ao valor real de 2011 (162,1 MWh), este valor pode ser explicado pela não consideração da contribuição negativa da sujidade dos painéis, assim como o sombreamento, seguidamente introduzido. É importante referir que na tabela, nas primeiras duas colunas, encontram-se os dados que foram tratados e introduzidos no PVsyst, para uma melhor compreensão na comparação de dados. Comprova-se que os meses em que se verifica maior equilíbrio entre a irradiação e a temperatura captada nos painéis, isto é meses onde as temperaturas elevadas devido a uma elevada radiação solar não interferem negativamente no rendimento do painel fotovoltaico, são aqueles que atingem maiores valores de geração de energia elétrica.

Como já foi dito anteriormente, o erro que se introduz com a alteração dos valores no plano inclinado para o plano horizontal será contabilizado, assim a tabela que se segue, representa a diferença dos valores quando se considera sempre o mesmo fator de conversão.

Tabela 7.13 - Divergências cometidas nas aproximações efetuadas com os dados da radiação

	1 (kWh/m ²)	2	3 (kWh/m ²)	4 (kWh/m ²)	5	6 (kWh/m ²)	7
Janeiro	49,8	0,74	67,5	65,1	1,04	67,9	1,04
Fevereiro	85,0	0,74	115,4	118,8	0,97	124,6	1,05
Março	112,7	0,90	125,0	130,1	0,96	136,4	1,05
Abril	137,2	0,96	143,3	142,2	1,01	148,7	1,05
Maio	186,9	1,04	179,9	180,1	1,00	188,6	1,05
Junho	220,4	1,09	202,0	203,5	0,99	212,9	1,05
Julho	229,1	1,07	214,8	216,0	0,99	225,9	1,05
Agosto	191,8	1,00	192,7	197,7	0,97	206,9	1,05
Setembro	154,8	0,88	176,2	182	0,97	191,1	1,05
Outubro	120,0	0,74	162,8	167,7	0,97	176,0	1,05
Novembro	58,8	0,75	78,1	85,7	0,91	89,7	1,05
Dezembro	54,2	0,64	85,0	88,0	0,97	92,0	1,05
Anual	1601		1743	1777	0,98	1861	1,05
Legenda:							
1 - Irradiação global solar média no plano horizontal, introduzida no programa				5 - Divergência entre as colunas 3 e 4.			
2- Fator de conversão do plano inclinado para plano horizontal do PVsyst				6 - Irradiação global solar média no plano inclinado, fornecida pela empresa, com erro de 8%			
3 – Irradiação global solar média no plano inclinado, obtida com o fator de conversão anterior				7 - Divergência entre a quarta e a sexta coluna			
4 – Irradiação global solar média no plano inclinado, obtida pelo programa							

É notório que não se introduz um erro muito significativo ao considerar sempre o mesmo fator de conversão alusivo a cada mês (aproximadamente 2%), embora a consciência destas aproximações devem estar presentes na otimização de cada ano.

A análise das divergências cometidas é o problema maior nesta dissertação. Analisando por partes, percebe-se de fato que o erro cometido na consideração do fator de conversão para passar de um plano para o outro não é elevado, pelo contrário 2% no valor anual, como podemos verificar na última linha da coluna 5. O que foi dito anteriormente diz respeito aos dados a introduzir no programa, mas ao analisar os dados que o PVsyst calcula automaticamente (coluna nº4) com os valores reais introduzidos, já com o erro do sensor de medida (coluna nº5), a diferença pode chegar até aos 5%, um erro maior do que o esperado. Contudo estas aproximações tiveram que ser feitas de modo a prosseguir as simulações de forma correta para não correr o risco de obter valores de geração que não seriam otimistas, contrariando a filosofia de um programa de simulação e também impossibilitando qualquer tipo de análise da central. Sendo assim a consciencialização das aproximações efetuadas estarão sempre presentes na análise de resultados em que os dados reais da empresa estejam a ser alvo de estudo.

Na tabela 7.14, é possível verificar, como anteriormente, a transformação que a irradiação global horizontal média sofre, consoante todas as características predefinidas.

Tabela 7.14 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 1ª simulação

Sequência relacionada com Perdas óticas	Irradiação global horizontal	1601 kWh/m ²
	Aumento da radiação global incidente no FV	+11,0%
	Sombreamento	-
	Fator IAM	-3,0%
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica	1723 kWh/m ²
	Eficiência de conversão do painel para STC	6,35%
Sequência relacionada com Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para STC)	215,1 MWh
	Perdas devido ao nível da irradiância	-7,0%
	Perdas devido a temperatura	-5,0%
	Perdas por sujidade	-
	Perda de qualidade do módulo	-1,1%
	Perda de incompatibilidade da central	-1,1%
	Correção espectral para painel do tipo amorfo	-0,2%
	Perdas de resistência dos fios	-1,5%
	Energia virtual da central para MPP	182,4 MWh
Sequência relacionada com Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação	-6,5%
	Energia à saída do inversor	170,6 MWh
	Energia injetada na rede	170,6MWh

De realçar a alteração do valor da irradiação global horizontal de 1687 para 1601 kWh/m², quer isto dizer que os diferentes valores de radiação solar e temperatura ambiente agora considerados reduziram a contribuição anual em relação anterior avaliação. Este acontecimento pode ser justificado com um ano em a irradiação global horizontal atinge valores mais baixos nos meses mais quentes do ano, isto em relação aos dados alcançados no Meteoronorm.

Por fim, a simulação realizada faz com que o PR da central Lamelas seja 77,3%. O relatório que caracteriza esta simulação encontra-se no anexo D.7.

2ª Simulação - Avaliação da central fotovoltaica com sombreamento e fração de perdas por sujidade de 2%

A simulação que se segue apenas se diferencia da anterior na consideração do sombreamento do conjunto fotovoltaico e na imposição de uma fração de 2% nas perdas por sujidade. O relatório da simulação pode ser encontrado no anexo D.8.

A tabela 7.15 revela detalhadamente o percurso de transformação da energia que provem da luz solar até à obtenção de energia elétrica, em termos anuais.

Tabela 7.15 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 2ª simulação

Sequência relacionada com Perdas óticas	Irradiação global horizontal	1601 kWh/m ²
	Aumento da radiação global incidente no FV	+11,0%
	Sombreamento	-2,3%
	Fator IAM	-2,9%
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica	1687 kWh/m ² · 1967 m ²
	Eficiência de conversão do painel para <i>STC</i>	6,35%
Sequência relacionada com Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para <i>STC</i>)	210,6 MWh
	Perdas devido ao nível da irradiância	-7,2%
	Perdas devido a temperatura	-5,0%
	Perdas por sujidade	-2,3%
	Perda de qualidade do módulo	-1,1%
	Perda de incompatibilidade da central	-1,1%
	Correção espectral para painel do tipo amorfo	-0,2%
	Perdas de resistência dos fios	-1,5%
	Energia virtual da central para MPP	174,4 MWh
Sequência relacionada com Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação	-6,5%
	Energia á saída do inversor	163,1 MWh
	Energia injetada na rede	163,1 MWh

A tabela anterior justifica a razão de se ter utilizado 2% de perdas, como podemos atestar nesta simulação, o valor de geração assemelha-se muito ao valor real, não sendo necessário realizar mais alguma simulação, visto que o objetivo da análise foi alcançado. O gráfico seguinte revela todo o percurso da otimização das perdas de sujidade e sombreamento do gerador fotovoltaico. Também é possível visualizar a variação do PR do sistema á medida que se alteram as características.

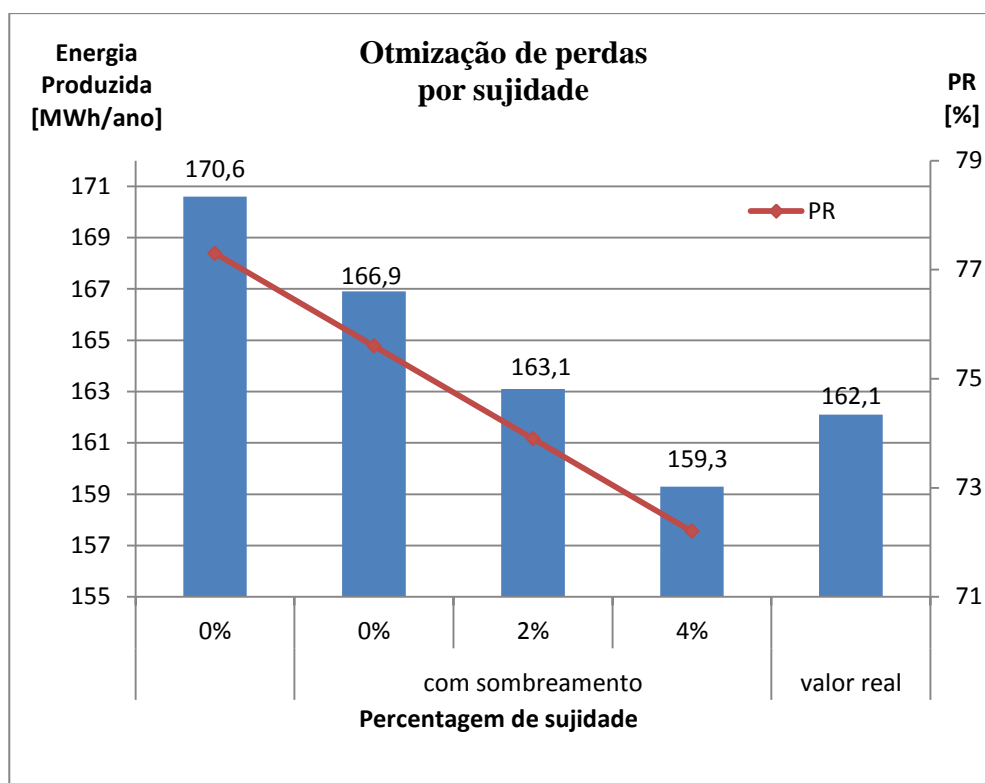


Figura 7.7 - Otimização das perdas por sujidade para o ano de 2011.

As simulações para 0% e 4% de sujidade com consideração de sombreamento estão presentes nos anexos D.9 e D.10, respetivamente

A avaliação para os dados de 2011 está então concluída, é importante referir que 2011 foi um dos melhores anos de geração da central fotovoltaica de Lamelas.

7.1.3 Avaliação da geração de energia da central Lamelas com dados reais de irradiação solar e temperatura ambiente, fornecidos pela empresa, para o ano 2012

Tal como para 2011, os dados de 2012 são fornecidos pela empresa Cavalum. O tratamento de dados e a introdução de dados no PVsyst segue o mesmo processo descrito na avaliação referente a 2011.

O valor anual real que caracteriza a geração de energia da central Lamelas do ano 2012 é 158,0 MWh e é mediante este valor que a presente avaliação será estudada, de salientar que nesta serie de resultados apresentados pela empresa, há mais falhas de valores em comparação a 2011, como por exemplo ausência de medições entre 2012-07-25 e 2012-08-01, para além de algumas falhas de dez minutos noutros meses do ano. Como consequência a radiação e temperatura não caracterizam em plena realidade o ano em questão, contudo a avaliação será feita com noção disso mesmo.

1ª Simulação - Avaliação da central fotovoltaica com sombreamento e com perdas por sujidade dos painéis de 0%

Como se subentende, nesta avaliação serão apresentados os resultados a partir do ponto em que é considerado o sombreamento e não há qualquer perda de sujidade para perceber qual a geração de energia que o programa pode estimar com os dados introduzidos, e será a partir

daí que a otimização será estudada. O resultado da primeira simulação encontra-se no anexo D.11.

Sendo assim seguidamente apresentam-se as tabelas referentes à 1ª simulação.

Como já vista anteriormente, a tabela 7.16, apresenta, como designadas pelo programa, as perdas detalhadas que o sistema terá nesta situação, confirma-se a imposição da fração de 0% para perdas por sujidade dos painéis.

Tabela 7.16 - Parâmetros e fatores que representam, no programa PVsyst, as perdas detalhadas do sistema fotovoltaico (avaliação 2012)

Fator térmico - com NOCT = 45 °C	Uc = 29.0 W/m²K Uv= 0.0 W/m²K / m/s
Efeito da incidência da radiação, IAM = 1 – b ₀ (1/cos i - 1)	b ₀ = 0,05
	<i>Fração de perda</i>
Perdas de resistência dos fios global	2,2% para STC
Perdas por sujidade dos painéis	-
Perda de qualidade do módulo	1,0%
Perda por incompatibilidade	1,0% para MPP

A tabela 7.17 apresenta, como tem sido habitual, os resultados da primeira simulação, onde estão também incluídos os valores mensais da irradiação e temperatura obtidos a partir dos dados de 2012 fornecidos pela empresa. Fevereiro e Março são os meses em que o sistema fotovoltaico apresenta melhor eficiência, mas é Julho e Março que têm uma maior geração de energia em relação aos restantes meses do ano. Em relação a Março justifica-se este fato porque a temperatura ambiente, relacionada com a radiação solar, condiciona a temperatura do painel, o que faz com que a temperatura nos painéis não seja alta e não coloque os painéis com perda de rendimento. A energia produzida num ano nesta simulação é 171,0 MWh divergindo do valor real em 13 MWh.

Tabela 7.17 - Resultados da 1ª simulação para os dados reais de 2012

Mês	GHor. [kWh/m²]	Ta [°C]	GInc. [kWh/m²]	GEfic. [kWh/m²]	ESist. [MWh]	ERede [MWh]	Efi.PV %	Efic.G %
Janeiro	75,1	11,1	131,0	124,0	13,1	12,2	5,07	4,75
Fevereiro	110,7	12,1	173,9	165,6	17,8	16,7	5,20	4,87
Março	158,6	18,3	203,1	194,9	21,0	19,7	5,26	4,92
Abril	104,7	15,0	106,4	100,3	10,8	10,1	5,15	4,80
Maio	178,4	21,1	172,1	163,1	17,5	16,3	5,16	4,82
Junho	195,0	27,2	180,0	170,7	17,9	16,8	5,06	4,73
Julho	234,0	27,3	219,2	208,6	22,1	20,7	5,13	4,79
Agosto	197,6	28,5	204,0	194,3	20,5	19,2	5,11	4,78
Setembro	140,2	25,2	163,1	155,6	16,4	15,3	5,10	4,77
Outubro	91,3	19,5	113,8	107,8	11,3	10,6	5,05	4,72
Novembro	61,7	12,8	89,7	84,6	8,8	8,2	5,00	4,67
Dezembro	42,6	10,4	59,6	55,8	5,7	5,3	4,88	4,53
Anual	1590	19,1	1816	1725	182,9	171,0	5,12	4,79
Legenda:								
GHor. - Irradiação Global Horizontal					ESist. - Energia á saída Dos painéis Fotovoltaicos			
Ta - Temperatura Ambiente					ERede - Energia Injetada na Rede			
GInc. – Irradiação Global Incidente no Pannel Fotovoltaico					Efi.PV - Eficiência dos Painéis Fotovoltaicos			
GEfic. – Irradiação Global Efetiva corrigida pelos fatores: IAM e Sombreamento					Efic.G - Eficiência Global do Sistema			

A tabela seguinte completa a informação da primeira simulação, é possível verificar o peso de cada componente durante a transformação da irradiação em energia elétrica. Desta feita, a irradiação global horizontal é ligeiramente inferior ao ano 2011, mas o aumento da radiação global incidente no FV tem uma contribuição maior (14,2%).

Nesta simulação o PR do sistema é de 75,8%.

Tabela 7.18 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 1ª simulação (avaliação para 2012)

Sequência relacionada com Perdas óticas	Irradiação global horizontal	1590 kWh/m ²
	Aumento da radiação global incidente no FV	+14,2%
	Sombreamento	-2,2%
	Fator IAM	-2,8%
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica	1725 kWh/m ²
	Eficiência de conversão do painel para <i>STC</i>	6,35%
Sequência relacionada com Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para <i>STC</i>)	215,4 MWh
	Perdas devido ao nível da irradiância	-6,9%
	Perdas devido a temperatura	-4,9%
	Perdas por sujidade	-
	Perda de qualidade do módulo	-1,1%
	Perda de incompatibilidade da central	-1,1%
	Correção espectral para painel do tipo amorfo	-0,4%
	Perdas de resistência dos fios	-1,5%
	Energia virtual da central para MPP	182,9 MWh
Sequência relacionada com Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação	-6,5%
	Energia à saída do inversor	171,0 MWh
	Energia injetada na rede	171,0 MWh

Como esperado o valor diverge significativamente do valor real esperado, assim a avaliação de sujidade diminuirá a distância entre os valores que temos.

Contudo é necessário ter consciência que a causa da divergência de valores poderá estar em fatores desconhecidos na realização da dissertação, tais como aspetos técnicos da central ou do programa, não sendo sempre a sujidade dos painéis que causará a aproximação ao valor real, porém é nesse aspeto variável que as avaliações estão a ser analisadas.

2ª Simulação - Avaliação da central fotovoltaica com perdas por sujidade dos painéis de 6%

A 2ª simulação apenas diverge da anterior na percentagem considerada para sujidade dos painéis, foi também simulado o resultado para 2% e 4% mas estes apenas estão expostos no anexo D.14 e D.15.

Na tabela 7.19 está representada apenas a ultima parte do relatório dessa simulação sendo o suficiente para perceber todo o percurso que a realizou efetuou.

Tabela 7.19 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 2ª simulação (avaliação para 2012)

Sequência relacionada com Perdas óticas	Irradiação global horizontal	1590 kWh/m ²
	Aumento da radiação global incidente no FV	+14,2%
	Sombreamento	-2,2%
	Fator IAM	-2,8%
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica	1725 kWh/m ²
	Eficiência de conversão do painel para <i>STC</i>	6,35%
Sequência relacionada com Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para <i>STC</i>)	215,4 MWh
	Perdas devido ao nível da irradiância	-6,9%
	Perdas devido a temperatura	-4,9%
	Perdas por sujidade	-6,8%
	Perda de qualidade do módulo	-1,1%
	Perda de incompatibilidade da central	-1,1%
	Correção espectral para painel do tipo amorfo	-0,4%
	Perdas de resistência dos fios	-1,4%
	Energia virtual da central para MPP	170,5 MWh
Sequência relacionada com Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação	-6,5%
	Energia á saída do inversor	159,4 MWh
	Energia injetada na rede	159,4 MWh

Concluindo, nesta simulação anexo D.12, com um PR de 70,7%, ao fim de um ano, a energia elétrica produzida toma o valor de 159,4 MWh, muito próxima do valor real, não sendo necessário realizar mais nenhuma otimização pois já é possível concluir quais a ordem de grandeza dos valores que interferem na geração de energia elétrica da central.

Um ano com maior ocorrência de ventos e menos precipitação pode justificar a sujidade mais elevada nesta simulação, tendo em conta as outras considerações de desvios já introduzidas.

O gráfico que se segue traduz as várias produções que se obtiveram durante toda a avaliação. Também é possível visualizar a variação do PR do sistema á medida que se alteram as características.

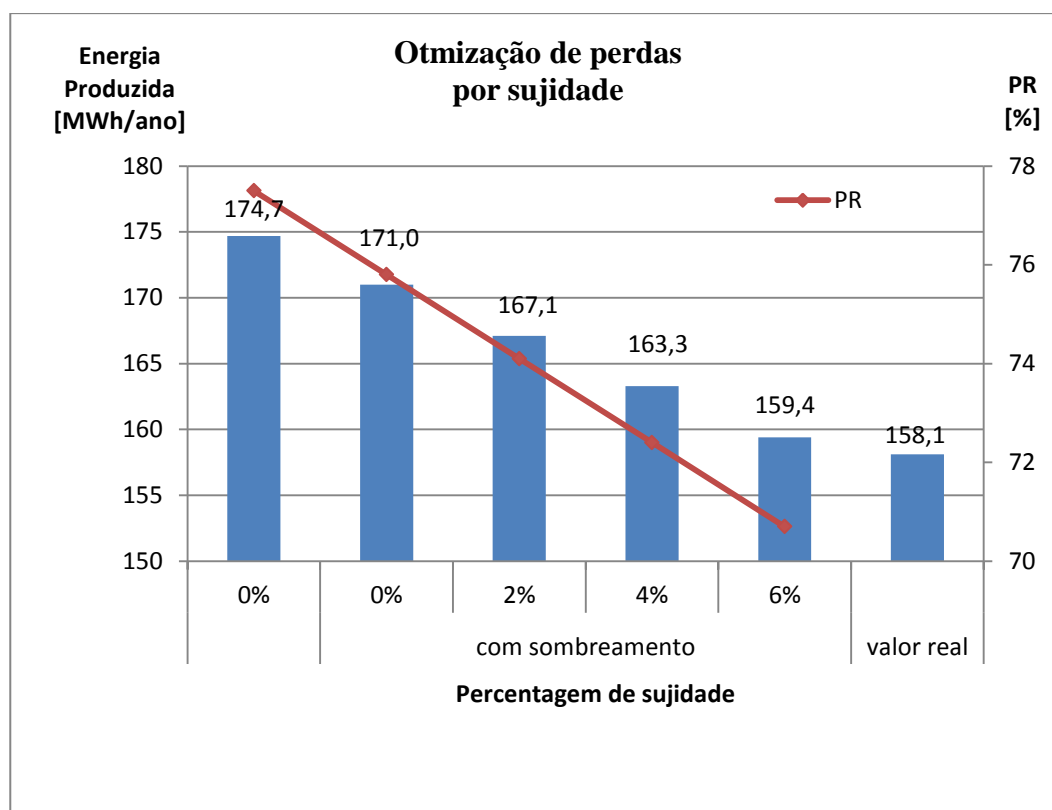


Figura 7.8 - Otimização das perdas por sujidade para o ano de 2012.

A simulação realizada para 0% de sujidade sem consideração do sombreamento dos painéis encontra-se no anexo D.13.

7.1.4 Avaliação da geração de energia da central Lamelas com dados reais de irradiação solar e temperatura ambiente, fornecidos pela empresa, para o ano 2013

O ano de 2013 apresenta um valor real de geração de energia ainda mais baixo que os demais, 149,7 MWh, esta diferença pode ter a ver com um ano em que não incidiu tanta radiação solar nos painéis fotovoltaicos, isto porque segundo informações da empresa, a central trabalhou sempre nas mesmas condições técnicas.

Neste ano, a falta de dados é ainda mais notória que em 2012, para além dos vários intervalos de dez minutos que não se encontram especificados, as falhas mais propriamente ditas são nos seguintes períodos:

- 2013-07-25 até 2013-08-01, este período é praticamente coincidente com o período de falta de dados do ano 2012;
- 2013-12-17 até 2013-12-31;

O conhecimento precedentemente esclarecido justifica em parte a alteração dos dados de temperatura e radiação, isto porque sem dados é impossível perceber se os dias foram ou não preenchidos por luz solar. Mas como este é um fator alheio e incontável por parte de quem realiza a dissertação, avaliaremos a geração de eletricidade de 2013 como até agora tem sido feito. Assim retomar-se-á as simulações no PVsyst com as mesmas características iniciadas na avaliação para o ano de 2012.

1ª Simulação - Avaliação da central fotovoltaica com sombreamento e perdas por sujidade dos painéis de 0%

Nesta simulação não será apresentada a tabela com as considerações iniciais da simulação visto ser idêntica à tabela 7.16, apenas estarão representadas a tabela com os resultados detalhados mensalmente e com o processo de transformação da energia solar em energia elétrica. Serve esta primeira avaliação para ter sensibilidade à geração de energia elétrica que o programa estima para 2013, consoante os dados introduzidos de irradiação e temperatura.

A primeira tabela desta simulação é a tabela 7.20, onde estão representados valores como os da irradiação média solar e da temperatura média ambiente fornecidos pela empresa Cavalum, os valores de geração mensal de energia assim como a eficiência do sistema.

Tabela 7.20 - Resultados da 1ª simulação para os dados reais de 2013

Mês	GHor. [kWh/m ²]	Ta [°C]	GInc. [kWh/m ²]	GEfic. [kWh/m ²]	ESist. [MWh]	ERede [MWh]	Efi.PV %	Efic.G %
Janeiro	57,0	10,4	85,1	80,3	8,4	7,9	5,03	4,70
Fevereiro	81,4	11,3	115,0	109,2	11,7	10,9	5,16	4,82
Março	91,5	12,8	102,0	96,5	10,4	9,7	5,19	4,84
Abril	141,6	17,6	147,0	139,2	15,0	14,0	5,19	4,85
Maio	181,5	18,7	176,3	167,4	18,1	16,9	5,21	4,88
Junho	208,1	27,8	191,9	182,1	19,1	17,9	5,06	4,73
Julho	194,9	32,1	182,1	172,5	17,8	16,7	4,97	4,65
Agosto	216,8	28,2	224,0	213,5	22,6	21,2	5,13	4,80
Setembro	149,0	24,3	173,8	165,8	17,5	16,4	5,12	4,80
Outubro	89,2	18,8	113,4	107,6	11,3	10,6	5,06	4,73
Novembro	80,9	13,3	133,9	126,7	13,3	12,5	5,06	4,74
Dezembro	70,7	10,3	133,3	125,1	13,1	12,3	4,99	4,67
Anual	1563	18,8	1778	1686	178,4	166,8	5,10	4,77
Legenda:								
GHor. - Irradiação Global Horizontal					ESist. - Energia à saída Dos painéis Fotovoltaicos			
Ta - Temperatura Ambiente					ERede - Energia Injetada na Rede			
GInc. – Irradiação Global Incidente no Pannel Fotovoltaico					Efi.PV - Eficiência dos Painéis Fotovoltaicos			
GEfic. – Irradiação Global Efetiva corrigida pelos fatores: IAM e Sombreamento					Efic.G - Eficiência Global do Sistema			

Nesta simulação o mês mais eficiente é Maio, uma explicação para este acontecimento é o equilíbrio entre a radiação solar e a temperatura ambiente, não afetar negativamente a temperatura do painel, pelo contrário afeta positivamente. O mês com mais geração de eletricidade é o de Agosto isto porque a intensidade da luz solar é maior.

A geração de energia elétrica anual (166,8 MWh) é, como de prever, ainda inferior ao valor real da empresa, precisando de otimização no que diz respeito as perdas por sujidade.

A tabela 7.21 revela como de costume todos os passos dados pela energia solar até se transformar em energia elétrica. A irradiação neste ano baixa novamente, aumentando ainda mais o valor da radiação global incidente no FV, isto em relação ao ano de 2012 e de 2011.

Tabela 7.21 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 1ª simulação (avaliação para 2013)

Sequência relacionada com Perdas óticas	Irradiação global horizontal	1563 kWh/m ²
	Aumento da radiação global incidente no FV	+13,8%
	Sombreamento	-2,4%
	Fator IAM	-2,9%
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica	1686 kWh/m ²
	Eficiência de conversão do painel para STC	6,35%
Sequência relacionada com Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para STC)	210,5 MWh
	Perdas devido ao nível da irradiância	-7,3%
	Perdas devido a temperatura	-4,7%
	Perdas por sujidade	-
	Perda de qualidade do módulo	-1,1%
	Perda de incompatibilidade da central	-1,1%
	Correção espectral para painel do tipo amorfo	-0,4%
	Perdas de resistência dos fios	-1,5%
	Energia virtual da central para MPP	178,4 MWh
Sequência relacionada com Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação	-6,5%
	Energia à saída do inversor	166,8 MWh
	Energia injetada na rede	166,8 MWh

O PR do sistema com a simulação assim configurada é de 75,6% (Anexo D.16).

2ª Simulação - Avaliação da central fotovoltaica com perdas por sujidade dos painéis de 8 %

Como a geração de energia elétrica real de 2013 é ainda mais baixa que o ano anterior, a percentagem que é necessário impor para alcançar esse valor, vai ser ainda mais elevada, não esquecendo que apenas se trata de uma suposição e de um estudo, tendo em conta as aproximações e considerações realizadas.

Assim das várias simulações efetuadas apresenta-se seguidamente o resultado da última simulação em que o valor alcançado é mais uma vez próximo do real obtido pela empresa. Este e os resultados intercalares estão também apresentados nos anexos D.17, D.18, D.19, D.20, D.21, D.22.

Tabela 7.22 - Processo de transformação da irradiação global horizontal em energia anual produzida, contabilizando os parâmetros positivos e negativos que interferem na geração de energia na 2ª simulação (avaliação para 2013)

Sequência relacionada com Perdas óticas	Irradiação global horizontal	1563 kWh/m ²
	Aumento da radiação global incidente no FV	+13,8%
	Sombreamento	-2,4%
	Fator IAM	-2,9%
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica	1686 kWh/m ²
	Eficiência de conversão do painel para <i>STC</i>	6,35%
Sequência relacionada com Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para <i>STC</i>)	210,5 MWh
	Perdas devido ao nível da irradiância	-7,3%
	Perdas devido a temperatura	-4,7%
	Perdas por sujidade	-9,1%
	Perda de qualidade do módulo	-1,1%
	Perda de incompatibilidade da central	-1,1%
	Correção espectral para painel do tipo amorfo	-0,4%
	Perdas de resistência dos fios	-1,4%
	Energia virtual da central para MPP	162,4 MWh
Sequência relacionada com Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação	-6,5%
	Energia à saída do inversor	151,8 MWh
	Energia injetada na rede	151,8 MWh

A *performance ratio* desta última simulação é 68,8%. Para se enquadrar a geração de energia elétrica do programa com a geração real foi necessário considerar uma fração de sujidade, esta pode não corresponder exatamente á realidade, contudo dá para se concluir que em anos de geração de energia elétrica mais baixos, representados pelos valores de irradiação e temperatura da tabela 33 a sujidade pode ser um entrave à obtenção de mais eletricidade por parte dos painéis fotovoltaicos.

O gráfico da figura 7.9 revela os resultados de geração de energia elétrica e da PR durante a otimização da sujidade para o ano de 2013.

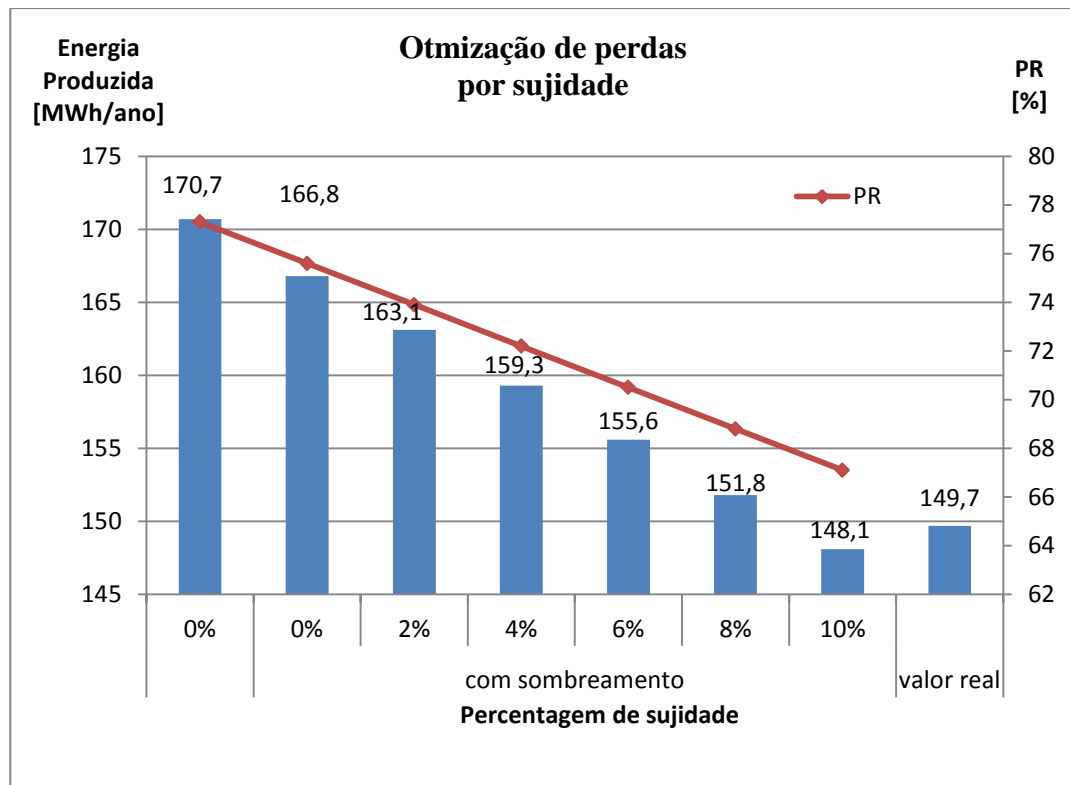


Figura 7.9 - Otimização das perdas por sujidade para o ano de 2013.

7.1.5 Conclusões do subcapítulo 7.1

Pela análise da figura 7.10, percebe-se quais os anos que foram mais ou menos afetados pela sujidade dos painéis, e consequentemente o segundo gráfico dessa figura revela a variação da geração de energia elétrica e do PR do sistema consoante a percentagem de sujidade nos vários anos. O ano de 2013 foi aquele em que a sujidade contribuiu mais negativamente para a geração de eletricidade e o de 2011 foi o menos afetado. As condições climáticas justificam em parte o aumento ou diminuição deste fator, os objetos que possam, não propositadamente, ocupar parte da superfície do painel são outros fatores a ter em conta.

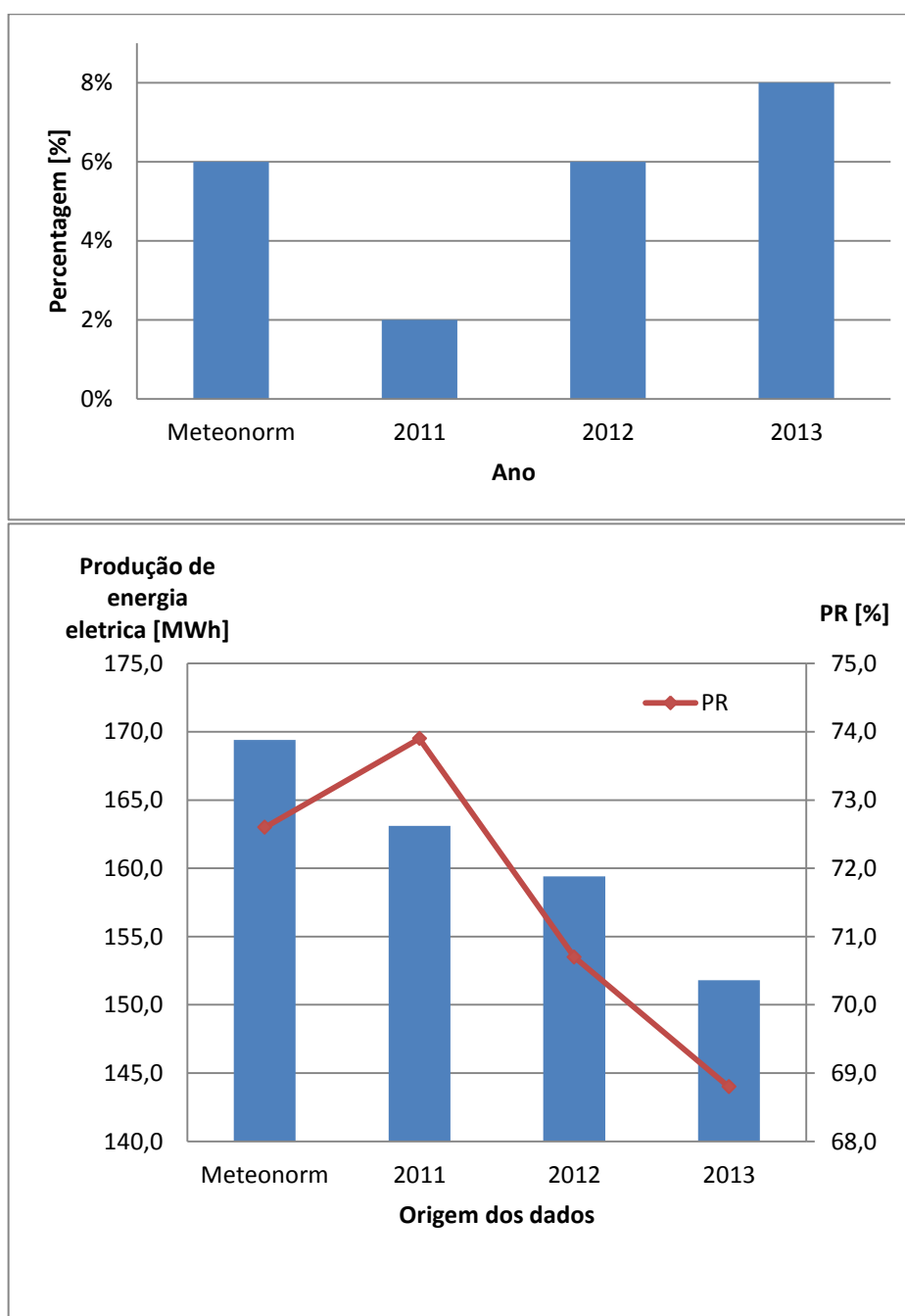


Figura 7.10 - Valores das percentagens de sujidade relativas a cada avaliação e consequente geração de eletricidade e PR da central para cada tipo de dados.

Uma forma de melhorar a geração é fazer com que a manutenção dos painéis seja mais regular, isto em anos em que a chuva não é tão abundante, já que com a inclinação dos painéis a precipitação acaba por ser um elemento de limpeza dos painéis, porém é necessário ter em conta que existem sujidades que a própria intensidade da chuva não consegue remover.

Além disso, é necessário ter consciência que a localização da central obriga a gastos na deslocação até ao local, assim não será compensável limpar os painéis e obter mais geração de energia elétrica se a deslocação à central tiver um peso negativo maior em relação ao que se ganha com uma maior geração elétrica.

Durante todas as simulações foi desconsiderada a introdução do transformador no programa PVsyst, o motivo desta opção foi a falta de informação necessária para adicionar corretamente este equipamento no programa. O transformador utilizado na central é da EFACEC e tem como principal característica uma potência de 160 KVA (36 KV) (catálogo no anexo D.23).

O PVsyst requer como dados de entrada, neste tipo de conteúdo, o comprimento dos cabos entre os inversores e o transformador ou entre o transformador e a entrega à rede, valores desconhecidos na realização do projeto. Mas o motivo principal para a desconsideração foi o facto de este apenas causar perdas de 1% na obtenção da geração final de energia. No anexo D.24, encontra-se uma simulação realizada com a consideração do transformador que pode comprovar o que está a ser dito, a simulação foi realizada a partir da última simulação realizada no subcapítulo 7.1.1 e considerando os valores *standard* do programa no que respeita à introdução do transformador. Conclui-se daqui que a desconsideração deste equipamento não interfere na obtenção de dados sólidos tendo em conta os assuntos que foram e serão abordados porque subentende-se, que tendo em conta os desvios que já foram considerados, o peso das perdas do transformador seria, nesta dissertação, sempre desprezável.

Para finalizar faz-se uma pequena abordagem à temperatura do painel e ambiente consoante os dados fornecidos pela empresa, para isso, a série de gráficos seguinte mostra o comportamento destes fatores ao longo de cada ano (2011, 2012 e 2013).

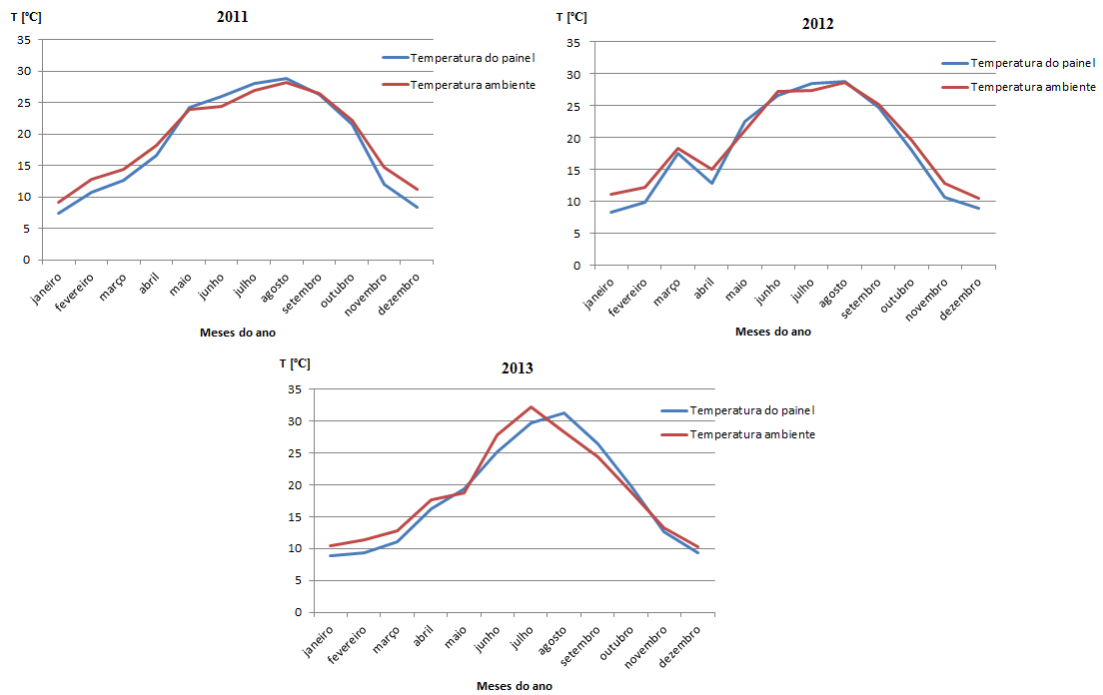


Figura 7.11 – Variação, ao longo do ano específico, da temperatura do painel e da temperatura ambiente.

Da interpretação da imagem 7.11, percebe-se que pelos dados que a empresa forneceu, as duas temperaturas estão na esmagadora maioria das vezes muito próximas uma da outra.

7.2 Avaliação da inclinação, azimuth e distância dos painéis fotovoltaicos da central

O presente capítulo tem como objetivo avaliar, em termos de contabilização de geração de energia, a inclinação, o azimuth e a distância entre filas dos painéis fotovoltaicos.

Todas as avaliações serão realizadas a partir dos dados de radiação e temperatura ambiente obtidos pelo Meteonorm e já analisados anteriormente, assim, todos os processos têm início a partir do ponto onde terminou a última simulação, no capítulo anterior, com os dados referidos, mais propriamente, com uma fração de perdas de sujidade dos painéis de 6%, onde a geração de energia estimada para um ano foi de 169,4 MWh.

7.2.1 Avaliação da inclinação dos painéis fotovoltaicos da central

A central, situada no concelho de Freixo de Espada à Cinta, tem os seus painéis com uma inclinação de 34°, seguidamente serão apresentados os resultados de várias simulações efetuadas no programa de modo a perceber, consoante as características da central, qual a inclinação que leva a central a produzir mais eletricidade ao longo de um ano. A variação será de $\pm 5^\circ$, ou seja serão estudados gradualmente, os resultados entre 29 e 39 graus, mais propriamente:

- a) 29°
- b) 31°
- c) 37°
- d) 39°

A avaliação para 34° está já apresentada na última simulação da secção 7.1.1.

Todos os relatórios das simulações podem ser encontrados nos anexos E.1, E.2, E.3, E.4.

Tendo em consideração já todo o estudo do sombreamento e perdas detalhadas realizadas no capítulo anterior, a tabela 7.23 relembra uma vez mais, os parâmetros e considerações introduzidos nas simulações realizadas.

Tabela 7.23 - Parâmetros e fatores que se introduzem no programa PVsyst que contribuirão para as perdas detalhadas do sistema fotovoltaico

Fator térmico - com NOCT = 45 °C	Uc = 29.0 W/m²K Uv = 0.0 W/m²K / m/s
Efeito da incidência da radiação, IAM = $1 - b_0 (1/\cos i - 1)$	$b_0 = 0,05$
	<i>Fração de perda</i>
Perdas de resistência dos fios global	1,5% para STC
Perdas por sujidade dos painéis	6,0%
Perda de qualidade do módulo	1,0%
Perda por incompatibilidade	1,0% para MPP

A tabela que se segue compara o peso de cada redução ou aumento de inclinação, de modo a que seja possível perceber, qual a inclinação mais favorável e qual aquela em que a geração é menos benéfica.

Tabela 7.24 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para as diferentes inclinações propostas

	Inclinação dos painéis fotovoltaicos	29°	31°	34°	37°	39°
Sequência relacionada com Perdas óticas	Irradiação global horizontal (kWh/m ²)	1687	1687	1687	1687	1687
	Aumento da radiação global incidente no FV (%)	+ 11,6	+ 11,6	+ 11,5	+ 11,1	+ 10,7
	Sombreamento (%)	-1,5	-1,7	-2,1	-2,5	-2,8
	Fator IAM (%)	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica (kWh/m ²)	1801	1799	1789	1774	1763
	Eficiência de conversão do painel para <i>STC</i> (%)	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35
Sequência relacionada com Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para <i>STC</i>) (MWh)	224,9	224,5	223,3	221,5	220,2
	Perdas devido ao nível da irradiância (%)	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,6
	Perdas devido a temperatura (%)	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1
	Perdas por sujidade (%)	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8
	Perda de qualidade do módulo (%)	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1
	Perda de incompatibilidade da central (%)	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1
	Correção espectral para painel do tipo amorfo (%)	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3
	Perdas de resistência dos fios (%)	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5
	Energia virtual da central para MPP (MWh)	182,6	182,3	181,2	179,7	178,5
Sequência relacionada com Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação (%)	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5
	Energia á saída do inversor (MWh)	170,8	170,5	169,4	168,0	166,9
	Energia injetada na rede (MWh)	170,8	170,5	169,4	168,0	166,9

A tabela anterior permite concluir que a inclinação real que caracteriza a central fotovoltaica está praticamente no seu valor ótimo, ou seja, ao diminuir a inclinação para 31 e para 29 graus, ganha-se de fato algum acréscimo na geração de energia elétrica mas, é relativamente insignificante, contabilizando, no máximo é possível obter aproximadamente mais 1 MWh por ano, o que tendo em conta a dimensão da central, não justificaria uma alteração da inclinação dos painéis.

Por outro lado, conclui-se o oposto quando se aumenta a inclinação do painel, neste caso, a geração de energia diminui com mais algum significado, atingindo uma diminuição de 2,5 MWh por ano, quando a inclinação aumenta para 39°. Seguramente que o decréscimo iria ser maior á medida que a inclinação tomasse valores ainda mais elevados. Assim um aumento de inclinação prejudicaria a geração de eletricidade da central.

Pela tabela, justifica-se as conclusões anteriores examinando os valores do “Aumento da radiação global incidente no FV”, do “Sombreamento” e da “Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica”. Uma diminuição do ângulo de inclinação aumenta a radiação global incidente no painel fotovoltaico, ou seja, o painel é capaz de captar mais irradiação solar e consequentemente produzir mais energia. Em relação ao sombreamento, a diminuição do ângulo de inclinação, permite que o painel da fila da frente não interfira com tanta sombra como no caso em que o painel estivesse com uma inclinação maior, como é possível ver na carta solar representativa de cada simulação. O oposto se verifica nos dois casos anteriores, caso o ângulo de inclinação aumente. Em consequência, o valor da irradiação efetiva em toda

a área fotovoltaica altera-se para um valor maior ou menor, caso a inclinação diminua ou aumenta, respetivamente. Os gráficos que se seguem ajudam a perceber as informações anteriores, tanto em termos de irradiação como de energia e PR do sistema.

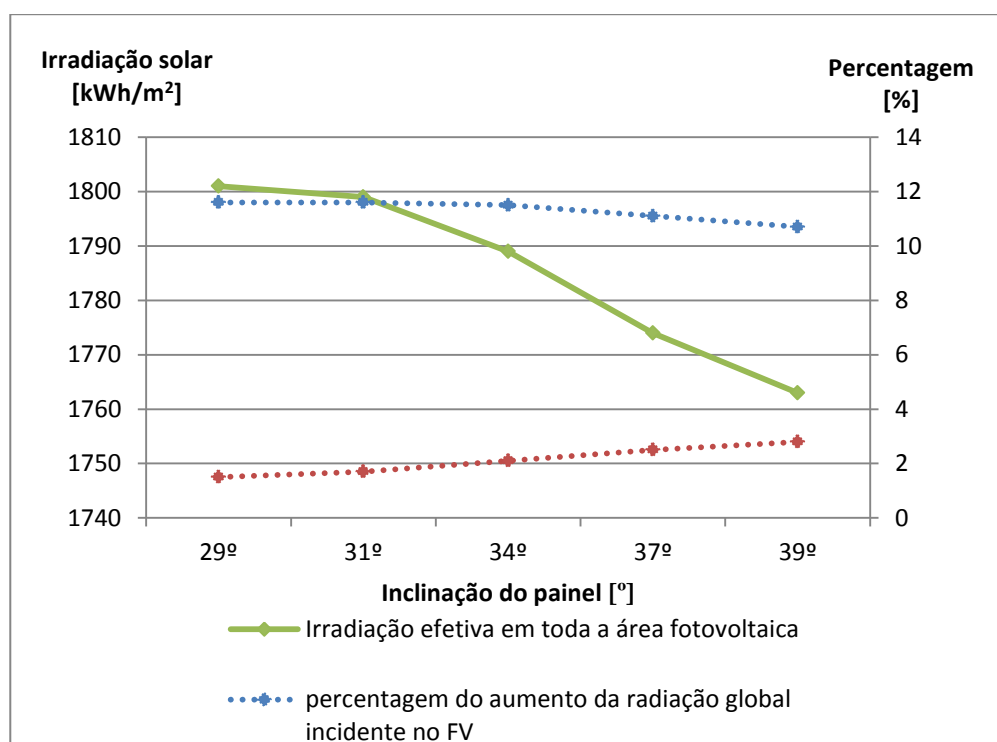


Figura 7.12 - Alterações verificadas consoante a variação da inclinação do painel fotovoltaico.

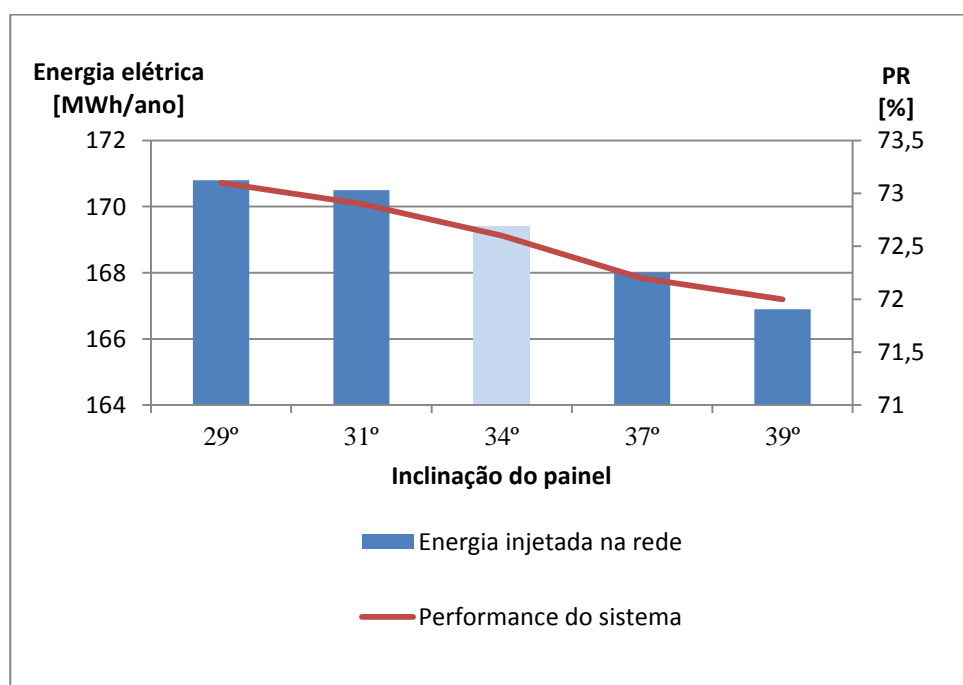


Figura 7.13 - Energia injetada na rede e PR do sistema consoante a inclinação dos painéis.

7.2.2 Avaliação do azimuth dos painéis fotovoltaicos da central

Avaliada a inclinação, segue-se para o estudo do azimuth. O objetivo passa por tentar perceber se a orientação que os painéis têm no campo fotovoltaico é aquela que produz mais energia elétrica ao longo do ano. Atualmente os painéis encontram-se com uma orientação de 22° Oeste em relação ao Sul, esta disposição naturalmente que depende das características do terreno e esta orientação foi a possível estabelecer pela empresa para que se conseguisse organizar todos os painéis na área disponível.

Pelo estudo da bibliografia referente a este assunto conclui-se que uma orientação de 0° , ou seja, com os painéis orientados para sul a geração de energia encontra o seu valor máximo, por consequência a avaliação será feita desde a orientação real até zero graus e também se aumentará o valor de 22° até 33° Oeste em relação a Sul, para entender se seria prejudicial ou benéfico para a geração de energia elétrica.

Todos os relatórios das simulações podem ser encontrados no anexo E.5, E.6, E.7, E.8, E.9.

A figura que se segue apresenta as alterações mais notórias que a central sofre á medida que o azimuth vai sendo alterado, as configurações expostas estão por ordem decrescente do ângulo que os painéis fotovoltaicos fazem com o sul. Naturalmente que as simulações realizadas tiveram como única alteração o valor do azimuth, ou seja para além do simulação do valor real já apresentada na ultima simulação da secção 7.1.1, obtiveram-se resultados para:

- a) 33°
- b) 27°
- c) 17°
- d) 11°
- e) 0°

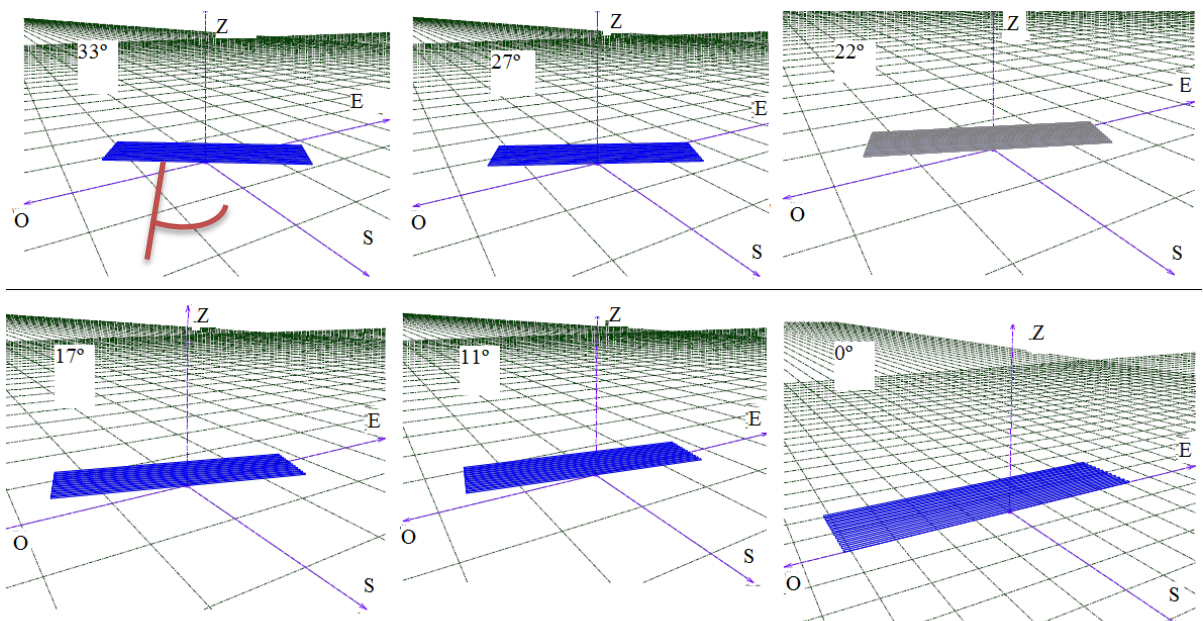


Figura 7.14 - Esquema dos vários posicionamentos da área fotovoltaica no programa PVsyst, consoante alteração do azimuth.

A alteração da disposição dos painéis leva também alteração da contribuição do sombreamento nas cartas solares representativas de cada simulação, a figura 7.15, apesar de pouco perceptível, permite avaliar a contribuição do sombreamento, quantificado em diferentes percentagens, e representado na figura pelas linhas respetivas (consultar legenda). Conclui-se inicialmente que ao aumentar o ângulo de azimuth para 27 e 33 graus, as linhas afetam mais significativamente a carta solar e portanto aumentam as perdas por sombreamento diminuindo a capacidade de geração de energia elétrica. O contrário sucede quando se diminui o azimuth até 0 graus, ou seja, as linhas representativas do sombreamento afetam com menos importância a carta solar, sendo que aquelas que afetam são aquelas que tem menor peso de sombreamento, outro aspeto a ter em conta é que o sombreamento tem mais relevo em horas em que a intensidade solar é quase desprezável. As cartas solares da figura podem ser analisadas separadamente no relatório respetivo de cada simulação no anexo respetivo.

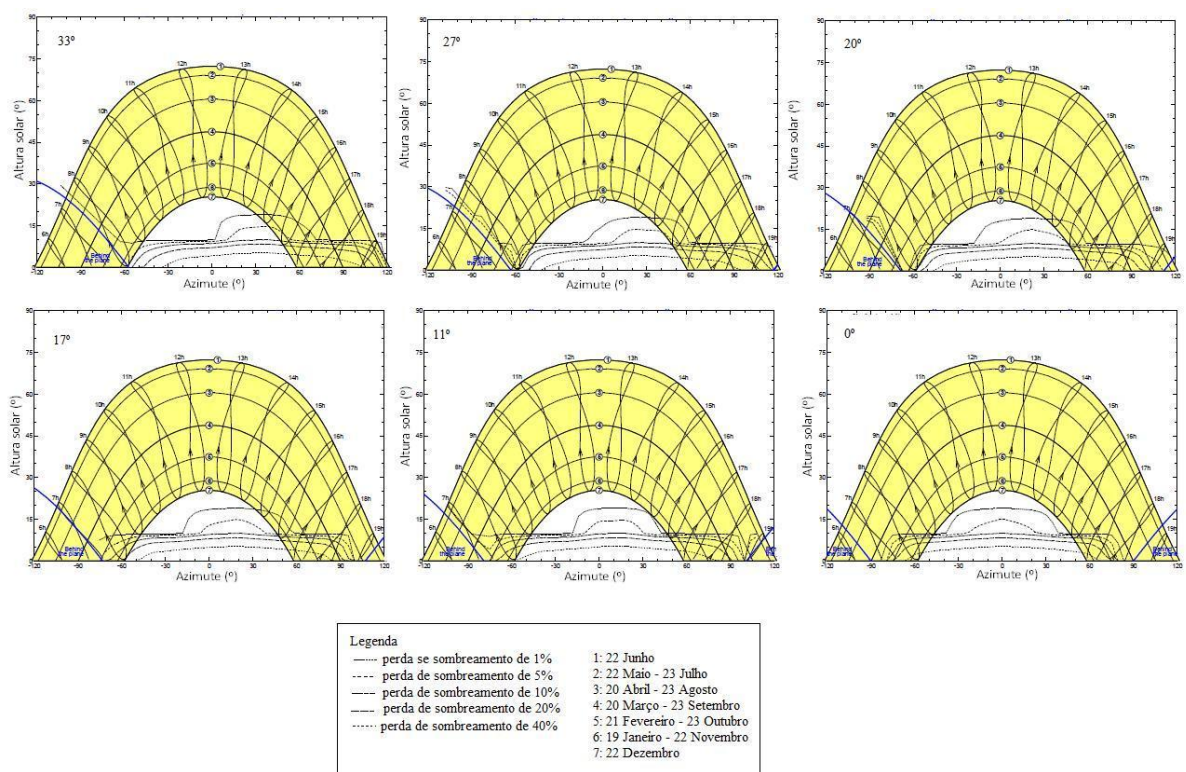


Figura 7.15 – Agrupamento das cartas solares de todas as simulações efetuadas nesta avaliação.

Para completar as informações anteriores, a tabela 7.25 apresenta uma vez mais os resultados sequenciais para cada simulação para que possam ser quantificadas as diferenças entre cada análise.

Tabela 7.25 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para as diferentes inclinações propostas

	Azimute dos painéis fotovoltaicos	33°	27°	22°	17°	11°	0°
Sequência relacionada com Perdas óticas	Irradiação global horizontal (kWh/m ²)	1687	1687	1687	1687	1687	1687
	Aumento da radiação global incidente no FV (%)	+ 9,6	+ 10,7	+ 11,5	+ 12,0	+ 12,5	+ 12,8
	Sombreamento (%)	-2,3	-2,2	-2,1	-2,1	-2,0	-2,0
	Fator IAM (%)	-2,7	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-2,8
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica (kWh/m ²)	1759	1775	1789	1800	1809	1812
	Eficiência de conversão do painel para STC (%)	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35
Sequência relacionada com Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para STC) (MWh)	219,6	221,6	223,3	224,7	225,8	226,3
	Perdas devido ao nível da irradiância (%)	-6,6	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5
	Perdas devido a temperatura (%)	-3,2	-3,1	-3,1	-3,1	-3,0	-2,9
	Perdas por sujidade (%)	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8
	Perda de qualidade do módulo (%)	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1
	Perda de incompatibilidade da central (%)	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1
	Correção espectral para painel do tipo amorfo (%)	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
	Perdas de resistência dos fios (%)	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5
	Energia virtual da central para MPP (MWh)	177,9	179,7	181,2	182,5	183,5	184,2
Sequência relacionada com Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação (%)	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5
	Energia á saída do inversor (MWh)	166,3	168,0	169,4	170,6	171,6	172,2
	Energia injetada na rede (MWh)	166,3	168,0	169,4	170,6	171,6	172,2

Numa observação detalhada da tabela anterior, percebe-se que se os painéis estivessem orientados exclusivamente para sul, haveria um ganho de geração de energia elétrica de 2,8 MWh ao fim do ano, é de fato um valor que não deixa de ser considerável para o aumento de geração de energia, apesar de que tendo em conta a potência instalada na central (124,2 kWp) acaba por não ter tanta importância como se teria caso fosse uma central que tivesse alguns megawatts instalados. Percebe-se que a variação do valor final de energia injetada na rede deve-se principalmente, à semelhança da avaliação da inclinação dos painéis, à variação da percentagem do “Aumento da radiação global incidente no FV” e do “Sombreamento”, o que naturalmente faz variar a irradiação efetiva incidente em todo o sistema fotovoltaico. Os gráficos das figuras 7.16 e 7.17 seguintes ajudam na percepção da anterior análise.

Para finalizar, o terreno ter a orientação definida não prejudica notavelmente a geração de energia elétrica, de salientar que caso o azimute fosse maior as perdas seriam ainda maiores.

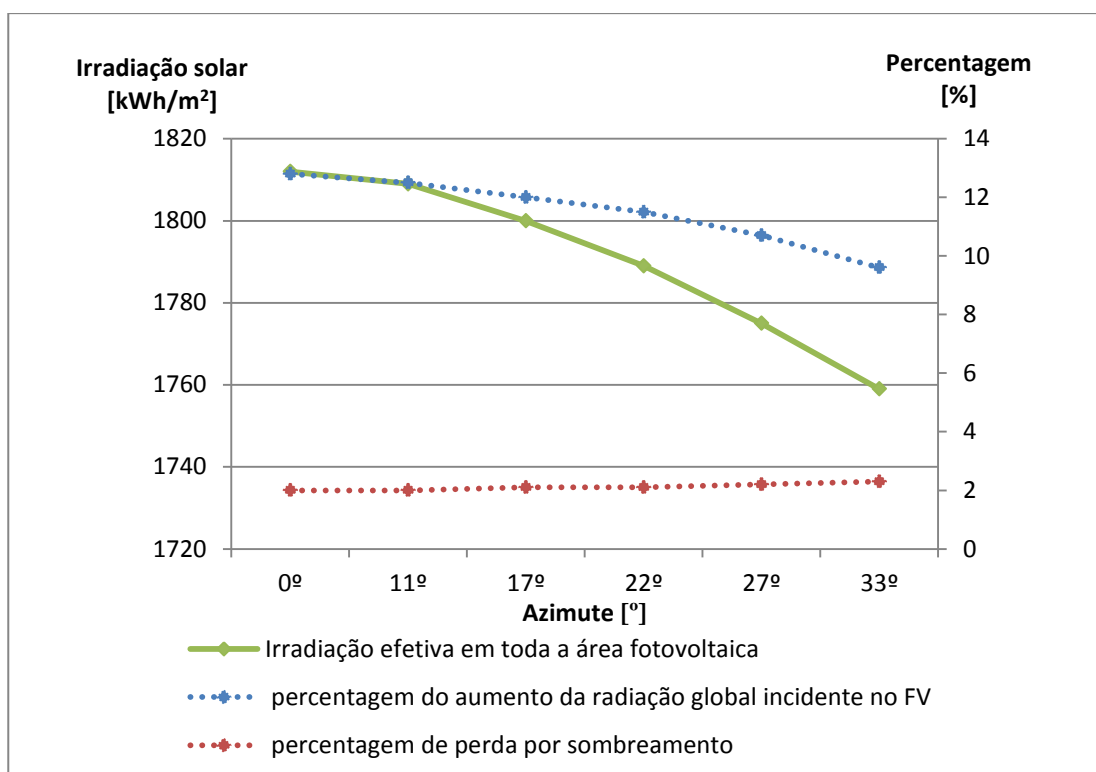


Figura 7.16 - Alterações verificadas consoante a variação do azimute dos painéis fotovoltaicos.

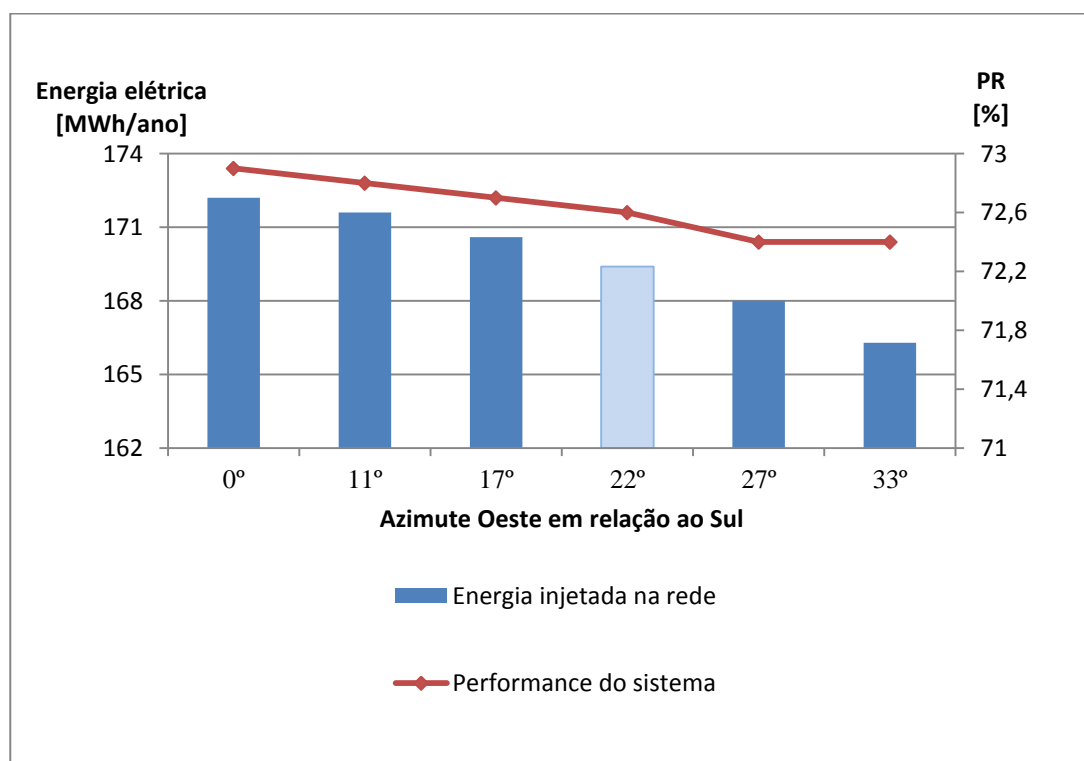


Figura 7.17 - Energia injetada na rede e PR do sistema consoante o azimute dos painéis fotovoltaicos.

7.2.3 Avaliação da distância entre os painéis fotovoltaicos da central

A última avaliação deste capítulo é a avaliação da distância entre painéis, ou seja verificar se a distância real é aquela que consegue produzir mais energia, claro está que a área do

terreno no qual a central está construída limita o distanciamento, ou seja a avaliação passa também por perceber se a distancia a que se encontram neste momento os painéis, poderia ou não ser alterada, pois tem que haver uma logica da disposição de todos os componentes da central e estes tem que estar devidamente organizados no terreno, não podendo ultrapassar a área disponível de aproximadamente 7500 m² [30].

Todos os relatórios das simulações podem ser encontrados no anexo E.10, E.11, E.12, E.13.

Nesta configuração real, a distância entre as filas de painéis é de 3,6 metros, informação disponibilizada pela empresa, os resultados serão apresentados e comparados para 2,6m, 3m, 4m e 4,6m. A figura 7.18 diz respeito á alteração que se verifica na carta solar, no que toca ao sombreamento, mediante alteração da distância.

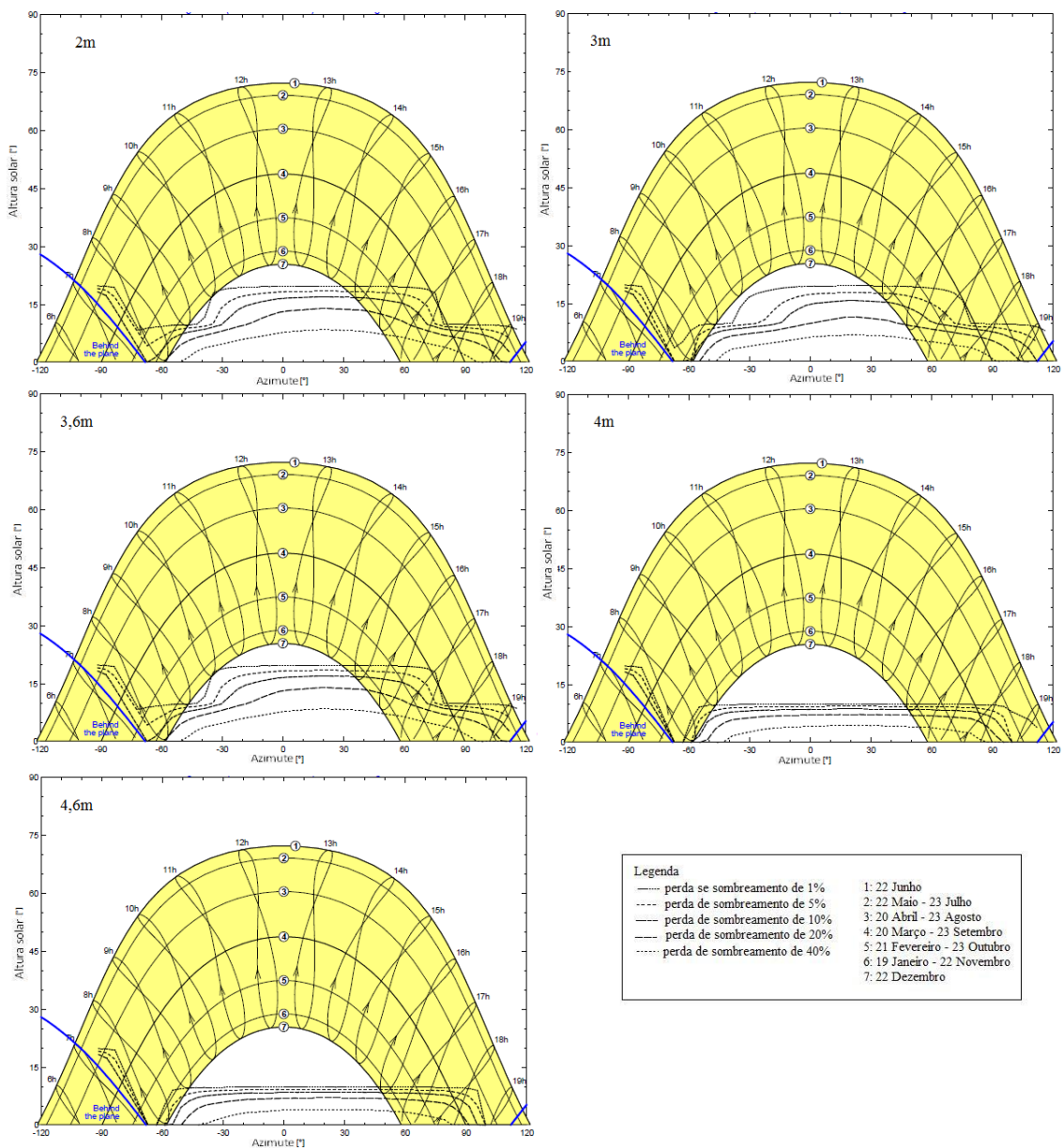


Figura 7.18 - Agrupamento das cartas solares de todas as simulações efetuadas na avaliação do distanciamento entre filas.

É possível comprovar que naturalmente á medida que o afastamento é menor a contribuição em termos de sombra, que uma fila tem em relação a outra, irá aumentar, diminuindo o rendimento dos painéis e como seria de esperar a geração de eletricidade que cada painel afetado pela sombra poderia fornecer. O contrário também acontece, por outras palavras, com os painéis mais afastados a sombra será menor e a geração de energia elétrica maior. Na imagem afastam-se os painéis até a um máximo de 4,6 metros, na realidade esta configuração não seria possível porque ultrapassava a área de terreno disponível, mas em termos de análise serve para perceber o quanto se altera o efeito da sombra á medida que se mexe no posicionamento das filas fotovoltaicas. Importa referir que o sombreamento resulta da posição alternada do Sol durante o dia, por isso no nascer do Sol, a central fotovoltaica não é afetada e não há sombreamento nos painéis, porém depois de este atingir a posição perpendicular em relação ao local da central, o sombreamento aparecerá e aumentará até que o astro se ponha. A figura anterior pode ser também consultada independentemente em cada relatório da simulação no anexo respetivo.

De modo a completar análise, estuda-se o efeito que o sombreamento tem na geração de energia, ou seja o objetivo é tentar perceber quanto se ganharia ou perderia se a central tivesse as disposições indicadas anteriormente. Assim a tabela 7.26 apresenta o resultado individual da sequência de cada simulação para que seja possível comparar os diferentes casos e retirar todas as conclusões necessárias.

Tabela 7.26 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para as diferentes distâncias entre filas de painéis propostas

	Distância entre filas dos painéis fotovoltaicos	2,6m	3m	3,6m	4m	4,6m
Sequência relacionada com Perdas óticas	Irradiação global horizontal (kWh/m ²)	1687	1687	1687	1687	1687
	Aumento da radiação global incidente no FV (%)	+ 11,5	+ 11,5	+ 11,5	+ 11,5	+ 11,5
	Sombreamento (%)	-3,1	-2,6	-2,1	-1,9	-1,8
	Fator IAM (%)	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica (kWh/m ²)	1772	1779	1789	1792	1795
	Eficiência de conversão do painel para STC (%)	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35
Sequência relacionada com Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para STC) (MWh)	221,2	222,2	223,3	223,8	224,0
	Perdas devido ao nível da irradiância (%)	-6,6	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5
	Perdas devido a temperatura (%)	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1
	Perdas por sujidade (%)	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8
	Perda de qualidade do módulo (%)	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1
	Perda de incompatibilidade da central (%)	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1
	Correção espectral para painel do tipo amorfo (%)	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
	Perdas de resistência dos fios (%)	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5
	Energia virtual da central para MPP (MWh)	179,5	180,3	181,2	181,6	181,8
Sequência relacionada com Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação (%)	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5
	Energia á saída do inversor (MWh)	167,8	168,6	169,4	169,8	170,0
	Energia injetada na rede (MWh)	167,8	168,6	169,4	169,8	170,0

Pela análise dos valores da tabela comprova-se realmente que, ao aproximar mais as filas de painéis, a geração de energia elétrica é afetada negativamente, e que ao afastar esta é também afetada mas positivamente, contudo os pesos relativos a cada efeito causado não são tão lineares, quer-se com isto dizer que ao aproximar os painéis até 2,6 metros de distancia a geração de energia elétrica poderia cair para 167,8 MWh (menos 1,6 MWh) e mais diminuiria se a distância também diminui-se. Porém com o aumento da distância entre filas o aumento de geração de energia elétrica não é tao grande em comparação com a imposição contrária, por outras palavras a geração eleva-se apenas em 0,6 MWh se o afastamento for de 4,6 metros.

É então fácil de concluir que o posicionamento original da central está já, dentro do possível, a produzir muito perto do valor máximo, isto no que diz respeito a este conteúdo de avaliação. Na tabela percebe-se que desta vez apenas a percentagem de sombreamento afeta a consequente alteração do valor da irradiação e posteriormente o da geração de energia injetada na rede. Sendo assim o gráfico que se segue apenas apresenta desta feita a variação da irradiação e da geração de energia elétrica com a variação do sombreamento, visto que todos os outros componentes da tabela se mantem iguais às outras avaliações.

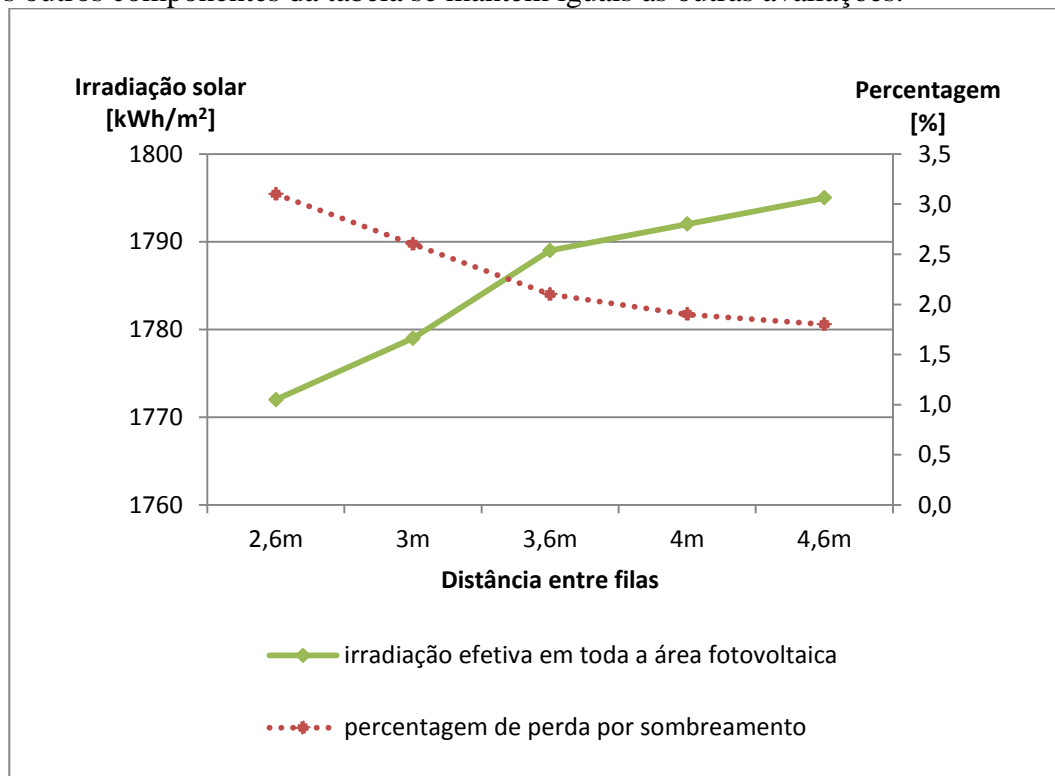


Figura 7.19 - Alterações verificadas consoante a variação da distância dos painéis fotovoltaicos.

A variação do PR das várias simulações apresenta-se no gráfico da figura 7.20, assim como a energia injetada na rede.

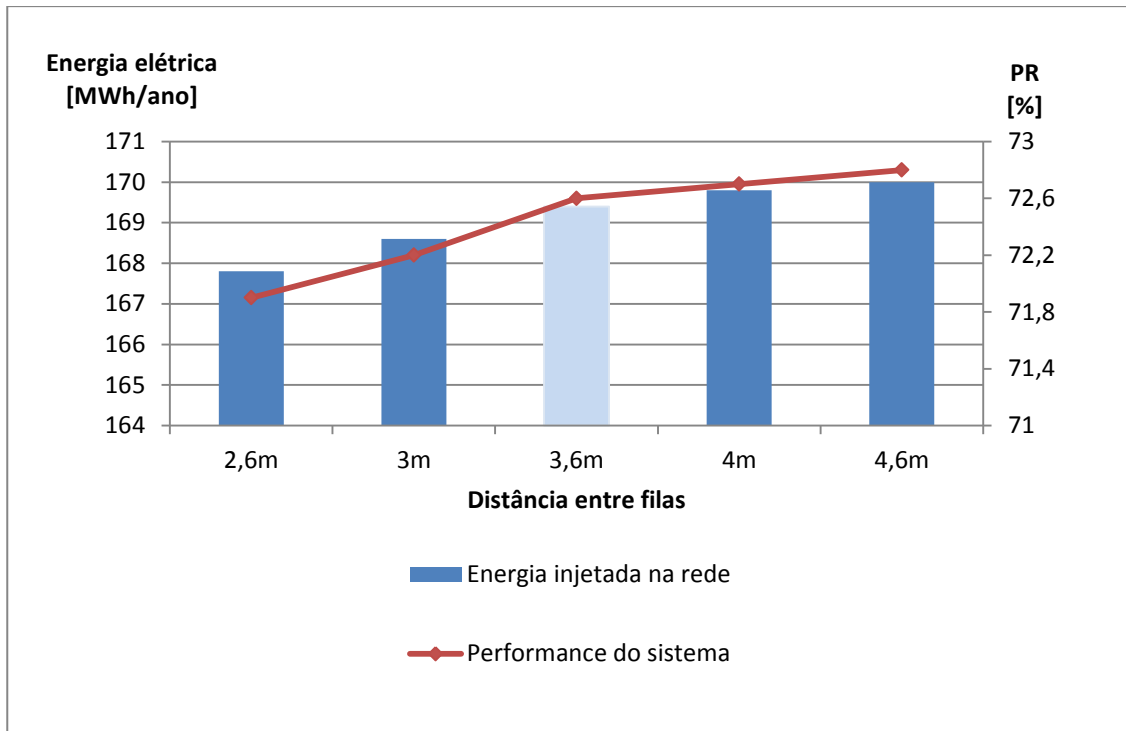


Figura 7.20 - Energia injetada na rede e PR do sistema consoante a distância entre filas de painéis.

7.2.4 Conclusões do subcapítulo 7.2

No cômputo geral de todas as avaliações percebe-se que caso fosse possível escolher uma das três opções estudadas anteriormente para melhorar a geração de energia elétrica, a opção escolhida seria aquela em que o azimuth seria alterado, porém devido à disposição de terreno já vimos que tal não seria possível acontecer, e pelos resultados obtidos tal melhoria de geração não justificaria o investimento que se teria que efetuar para a central sofrer as devidas alterações. O mesmo se passa para alteração da distância entre filas fotovoltaicas, sendo que neste caso o ganho seria ainda menor e alteração ainda seria menos justificável, arriscando-me a dizer que seria de todo inapropriado nesta fase de funcionamento da central. Em termos da modificação da inclinação dos painéis estes encontram-se também já em posição relativamente boa e capaz de produzir a energia muito próximo do valor máximo, isto no que toca à otimização da inclinação dos painéis. Uma forma de contrariar as limitações do terreno, seria implementar painéis capazes de rodarem em torno de um ou dois eixos para garantir uma melhor geração de energia da central, essa comparação será feita num dos próximos capítulos.

Por outro lado deu para perceber que o dimensionamento de todas as características seguiu devidamente a lógica neste tipo de operações com centrais fotovoltaicas, visto que todas as avaliações permitiram compreender que as características da central encontram-se dentro dos valores ótimos para obter a melhor geração de energia elétrica, claro está mediante os limites impostos pelo terreno.

7.3 Avaliação da geração de energia elétrica com diferentes sistemas fotovoltaicos

Este capítulo tem como objetivo estudar quais as diferenças de geração de energia elétrica que a central teria caso os painéis fotovoltaicos conseguissem ter uma monitorização que levasse a alteração da sua posição ao longo do dia ou do ano de modo a elevar a geração de energia da central fotovoltaica. O estudo é meramente indicativo visto que toda as características de instalação da central de Lamelas mantém-se constantes, por outras palavras o número e o tipo de painéis mantém-se o mesmo de modo a perfazer a potência instalada de 124,2 kWp, para além disso a utilização deste tipo de painéis pode não ser possível consoante o sistema de seguimento escolhido, assim como a disponibilidade das características do terreno para a implementação escolhida.

A análise será feita com diferentes tipos de sistemas de acompanhamento da melhor posição em relação ao Sol, com o objetivo de obter mais energia, mas primeiramente, é necessário explicar quais os sistemas que vão ser usados para posteriormente proceder a apresentação dos resultados.

Os vários sistemas escolhidos são:

- [1] Ajustamento de inclinação sazonal;
- [2] Seguidor de Eixo Horizontal ou de Inclinação;
- [3] Seguidor de Eixo Vertical ou de Azimute;
- [4] Seguidor de dois Eixos;

Os sistemas que acompanham o movimento do Sol diariamente podem fazer o seguimento por diferentes métodos, podem utilizar sensores ou algoritmos cronológicos do "movimento" do Sol e vão ser responsáveis por fazer o seguimento do Sol de forma ativa ao fazer atuar algum tipo de motor.

[1] Ajustamento de inclinação sazonal

Este tipo de sistema consiste em definir a inclinação dos painéis para duas épocas sazonais, aqui definidas como Verão e Inverno, em que os meses característicos da época de Verão são: Abril, Maio, Junho, Julho, Agosto e Setembro, meses em que o Sol se encontra a uma altura maior, como já referido na bibliografia, os restantes meses (Outubro, Novembro, Dezembro, Janeiro, Fevereiro e Março) dizem respeito à época de Inverno. A inclinação para os meses definidos como meses de Verão será de 30°, esta inclinação resulta de uma estimativa da altura solar nos meses respetivos, altura em que o Sol está mais alto e a inclinação não precisa ser elevada. A inclinação definida para os meses de Inverno é 60°, isto porque nestes meses a altura do Sol é menor e a inclinação do painel tem que ser maior de modo a tentar captar a radiação o mais perpendicular possível. A figura seguinte exemplifica a introdução deste tipo de sistema no PVsyst onde é possível perceber as inclinações escolhidas.

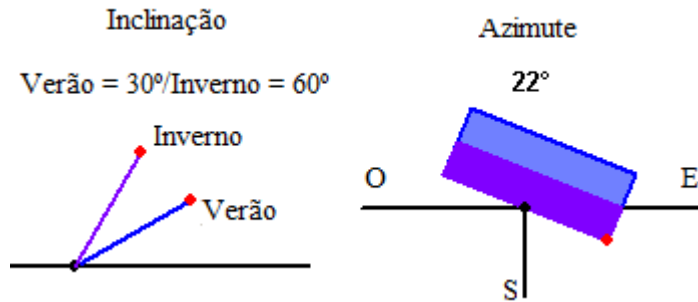


Figura 7.21 - Configuração do sistema de ajustamento sazonal imposto pelo PVsyst.

[2] Seguidor de Eixo Horizontal ou de Inclinação

Este seguidor tem um eixo horizontal que vai servir como pivô para os painéis. São seguidores muito simples e de instalação muito económica e com pouca manutenção. A sua eficiência não é tão grande como a dos outros seguidores mas mesmo assim são uma opção a considerar quando o objetivo é aumentar a eficiência total do sistema, visto que este sistema pode suportar um grande número de painéis. O sistema de eixo horizontal ao contrário de outros sistemas, não necessita de um sistema automático de seguimento, podendo antes funcionar através de uma série de posições fixas, determinadas anteriormente à instalação. Na figura 7.22 pode-se ver um destes seguidores.

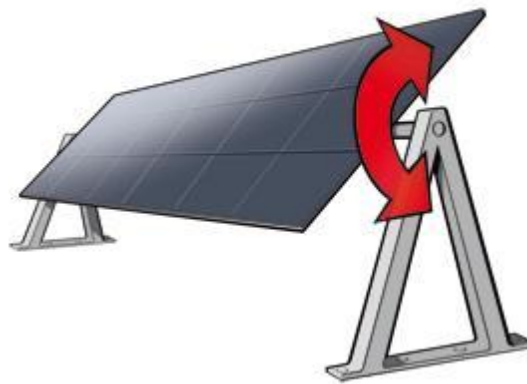


Figura 7.22 - Seguidor de Eixo Horizontal. [38]

Porém no programa PVsyst o seguimento será automático de modo a rastrear o Sol ao longo do dia e do ano, a imagem que se segue, revela a configuração deste sistema apresentada no programa, assim como os limites que a inclinação pode atingir.

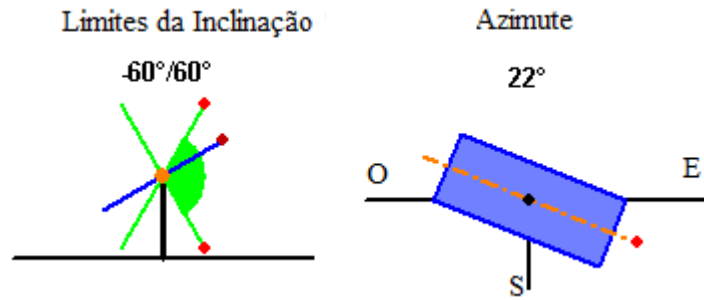


Figura 7.23 - Configuração do sistema seguidor de inclinação imposto pelo PVsyst.

[3] Seguidor de Eixo Vertical ou de Azimute

Neste tipo de seguidor o painel vai rodar com o intuito de provocar uma variação do azimute ao longo do dia. A vantagem deste tipo de seguidor é o facto de ser muito robusto e fácil de implementar, em muitos casos esta vantagem compensa a menor radiação colhida, motivo pelo qual este tipo de seguidor ser cada vez mais utilizado. A figura 7.24 explica o modo como o PVsyst considera este tipo de sistema no programa.

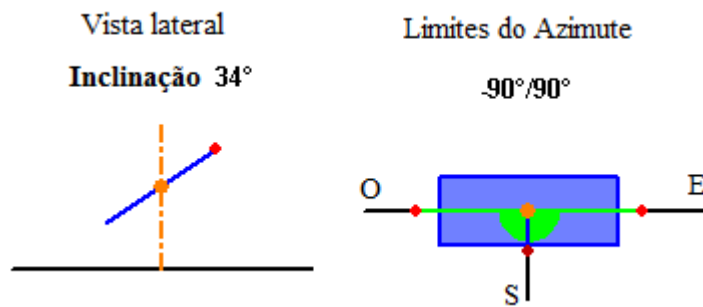


Figura 7.24 - Configuração do sistema seguidor de azimute imposto pelo PVsyst.

[4] Seguidor de dois Eixos

Este tipo de sistema tem um poste vertical que vai permitir movimento segundo o eixo E-W e um poste horizontal que vai permitir movimento segundo o eixo N-S. A armação sobre a qual os painéis vão ser montados está presa ao poste que permite o movimento N-S. Até hoje são o tipo de seguidor mais comum, usado principalmente nos parques solares e em instalações de grandes dimensões. A grande desvantagem deste tipo de seguidor é o esforço a que estão sujeitos, principalmente devido ao seu peso e ao facto de que tem que ser bloqueados sempre que se registar muito vento. Outro aspeto a ter em conta é a área disponível que se tem que ter para efetuar tal instalação. A figura 7.25 mostra a configuração deste sistema imposta no programa, assim como os limites estabelecidos.

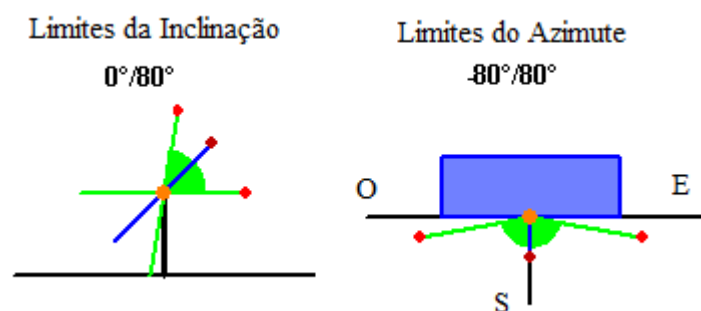


Figura 7.25 - Configuração do sistema seguidor de dois eixos imposto pelo PVsyst.

7.3.1 Apresentação de resultados

A apresentação de resultados será feita em comparação com os valores obtidos com a disposição real da central de Lamelas. Sendo assim a tabela seguinte apresenta os resultados para os sistemas apresentados anteriormente. A enumeração apresentada no topo da tabela traduz o tipo de configuração fotovoltaica descrita nos parágrafos anteriores.

Todos os relatórios das simulações podem ser encontrados no anexo F.1, F.2, F.3, F.4.

Tabela 7.27 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para os diferentes tipos de configurações de sistemas fotovoltaicos, incluindo a configuração real

	Tipo de configuração fotovoltaica	Sistema real	[1]	[2]	[3]	[4]
Sequência relacionada com Perdas óticas	Irradiação global horizontal (kWh/m ²)	1687	1687	1687	1687	1687
	Aumento da radiação global incidente no FV (%)	+ 11,5	+ 13,8	+ 25,2	+ 45,1	+ 57,2
	Sombreamento (%)	-3,1	--	--	--	--
	Fator IAM (%)	-2,8	-2,8	-2,5	-1,6	-1,2
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica (kWh/m ²)	1772	1866	2058	2407	2619
	Eficiência de conversão do painel para <i>STC</i> (%)	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35
Sequência relacionada com Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para <i>STC</i>) (MWh)	221,2	233,0	256,9	300,5	327,2
	Perdas devido ao nível da irradiância (%)	-6,6	-6,2	-5,8	-4,5	-3,7
	Perdas devido a temperatura (%)	-3,1	-3,2	-3,2	-3,6	-3,8
	Perdas por sujidade (%)	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8
	Perda de qualidade do módulo (%)	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1
	Perda de incompatibilidade da central (%)	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1
	Correção espectral para painel do tipo amorfo (%)	-0,2	-0,4	-1,0	-1,5	-2,2
	Perdas de resistência dos fios (%)	-1,5	-1,5	-1,5	-1,7	-1,7
	Energia virtual da central para MPP (MWh)	179,5	189,1	208,2	244,1	265,0
Sequência relacionada com Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação (%)	-6,5	-6,3	-6,3	-6,2	-6,2
	Energia à saída do inversor (MWh)	167,8	177,1	195,2	228,9	248,6
	Energia injetada na rede (MWh)	167,8	177,1	195,2	228,9	248,6

Pela observação da tabela comprova-se o acréscimo de energia injetada na rede esperada, á medida que se altera o tipo de sistema, sendo que naturalmente esta é maior nuns casos do que noutros. Os resultados revelam que a parcela que mais peso tem no aumento da geração, neste caso será mais especificamente no aumento de radiação efetiva em toda a área fotovoltaica, é por consequência da alteração do sistema, a percentagem do aumento da radiação global incidente no FV. De referir que todos as perdas que foram introduzidas ao longo das anteriores avaliações se mantiveram constantes para que todas as simulações efetuadas estivessem o mais próximo possível da solução obtida com a configuração real. A única exceção foi a não consideração do efeito de sombreamento visto que este iria ser diferente consoante cada situação, contudo nunca ultrapassaria o valor de 3,7% que se verifica no caso da simulação da situação real, mas é necessário não desconsiderar esse fator também percebendo que a geração de energia elétrica iria baixar ligeiramente.

Numa análise mais pormenorizada da tabela, têm-se plena noção que a parcela do aumento da radiação global incidente no FV, é a que tem maior relevância para chegar ao valor final da energia, contudo verifica-se também que o fator IAM vai-se alterando à medida que se altera o sistema, tem peso menos significativo como é óbvio, mas percebe-se que a mudança de sistema fotovoltaico afeta positivamente a percentagem deste fator explicado no capítulo 5.

Para além disso e desta feita no que diz respeito a todos os painéis fotovoltaicos, a alteração de sistema para sistema, melhora as perdas devido ao nível de irradiância, quer isto dizer que o painel está disponível a não desperdiçar tanta radiação que lhe chega. Por outro lado a correção espectral para este tipo de painéis vai aumentando com a alteração do sistema, como podemos ver na tabela, contudo é importante lembrar que este estudo é apenas para ter uma noção daquilo que se poderia obter com diferentes rastreadores solares, ficando a consciência que pode não existir este tipo de painéis com estes sistemas, daí a correção automática por parte do programa para este valor.

O gráfico da figura 7.26 indica as diferenças entre os sistemas em relação as parcelas mais significativas que contribuem para o valor da irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica, ao passo que a figura 7.27 traduz a variação da potência e do PR de cada simulação.

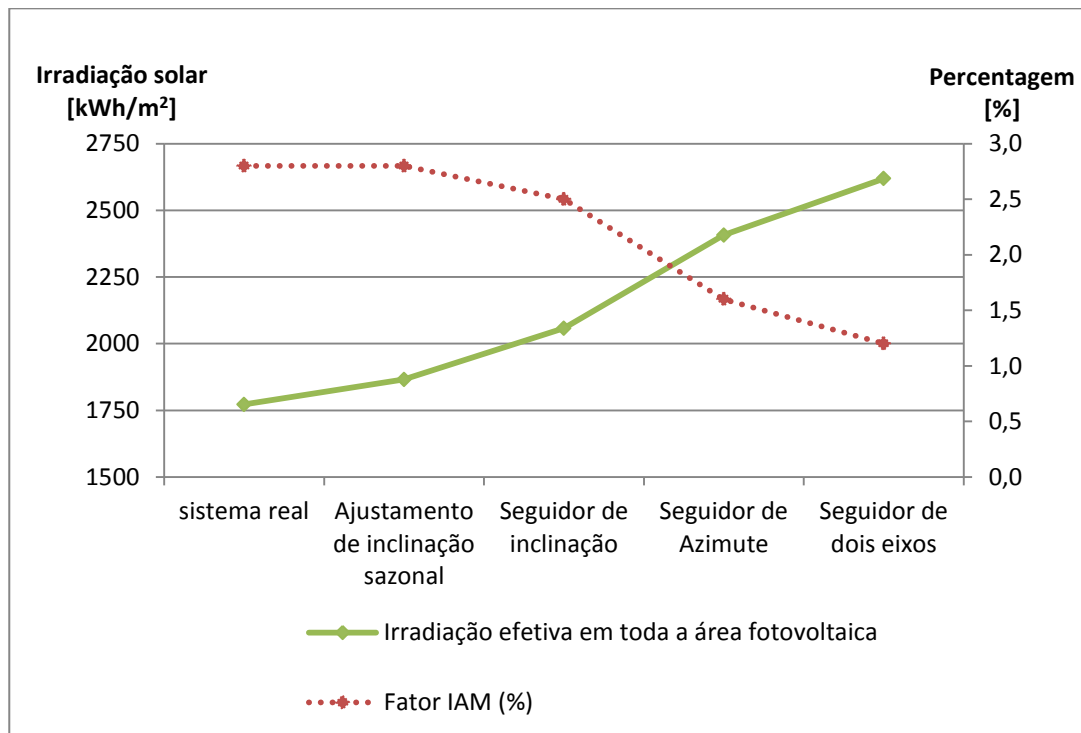


Figura 7.26 - Alterações verificadas consoante a variação do sistema de monitoramento dos painéis fotovoltaicos

Na imagem que se segue comprova-se que à medida que a energia é maior de sistema para sistema o PR da central também aumentará.

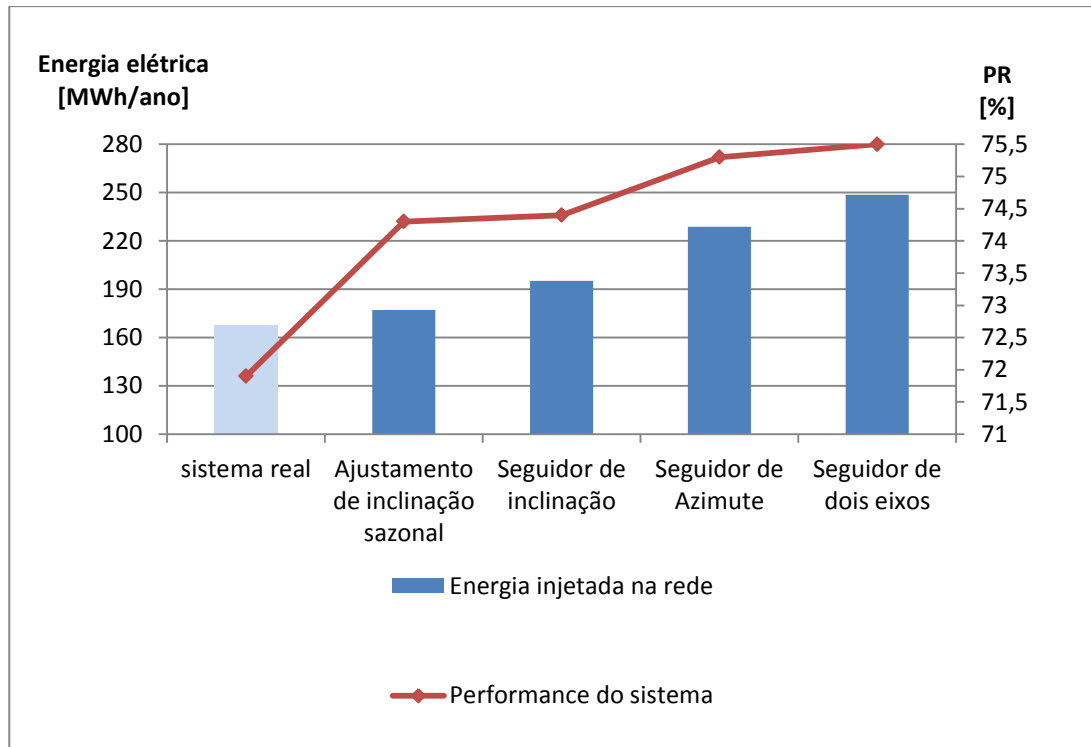


Figura 7.27 - Energia injetada na rede e PR do sistema consoante alteração do sistema fotovoltaico.

Para desfecho deste capítulo e como já foi dito como introdução deste capítulo o estudo acabado de realizar serve apenas para indicação de outras alternativas que existem e que porventura poderiam vir a fazer parte de novos projetos. Refere-se isto porque é natural que todas as opções escolhidas têm o seu senão, vejamos por exemplo os casos em que os painéis têm que seguir automaticamente a posição do Sol, este tipo de sistemas obrigaria a custos muito mais acrescidos, não só ao nível de instalação como ao nível da manutenção, tanto em termos técnicos como informáticos, ou seja compensaria usar estes sistemas se a central estivesse destinada para grandes produções e se essa estivesse também num local em que o acesso não ficaria tão desviado da equipa de manutenção. Das configurações que seguem o movimento do Sol dia-a-dia e automaticamente, aquela que mais se enquadraria, tendo em conta o tipo de painéis e as características do terreno onde está situada a central, era aquela que apenas altera a inclinação ao longo do dia, com uma geração de aproximadamente 195 MWh ao longo de ano, consequência das explicações referidas acima aquando da introdução de cada modelo. O sistema que permite mudar o ângulo de inclinação nas duas épocas sazonais descritas, acaba por ser mais em conta em relação a todas as opções, apesar de que, se for comparado com o sistema real tem de certeza um custo mais elevado, contudo das configurações escolhidas, é aquela que obrigaria a menos manutenção e que dava mais garantias de geração de energia elétrica em relação ao fim para o qual a central foi construída.

7.4 Avaliação da central de Lamelas com diferentes modelos de equipamento fotovoltaico

A presente avaliação diz respeito à alteração do modelo dos painéis fotovoltaicos que se encontram na central, com o objetivo de perceber, com ajuda do PVsyst, quais as diferenças que se poderiam encontrar caso fossem escolhidos outro tipo de painéis fotovoltaicos na altura da instalação, ou seja, inicialmente o estudo basear-se-á em alterar o modelo do painel fotovoltaico, mas mantendo o mesmo tipo, mais concretamente painéis do tipo silício amorfo, seguindo-se depois uma passagem pelos diferentes tipos de painéis, ou seja, monocristalino e policristalino. Mais adiante será feita também uma troca de inversor para relatar as diferenças que sejam mais evidentes.

7.4.1 Avaliação da central de Lamelas com diferentes modelos de painéis fotovoltaicos

Este subcapítulo apresentará inicialmente uma tabela (tabela 7.28) com as configurações de cada painel fotovoltaico, visto que diferentes modelos de painéis variam desde aspetos como a sua própria dimensão, passando pela potência de pico e eficiência de cada modelo, até ao número de painéis e sua disposição necessária para se instalar a potência de 124,2 kWp, potência da central de Lamelas neste momento. A tabela serve então para perceber as principais diferenças, depois disso, serão apresentadas as simulações efetuadas para se analisar todos os resultados obtidos. É importante reter mais uma vez, que cada simulação será baseada na última simulação obtida na secção 7.1.1, quer-se com isto dizer que todas as perdas definidas anteriormente se manterão e que apenas a configuração dos novos painéis na central será desconsiderada, assim como o sombreamento, visto que a alteração de modelo para modelo, reduz ou aumenta o número de painéis necessários a instalar para se obter uma potência de 124,2 kWp. Contudo acompanhar-se-ão todos os resultados com a ideia de que estes podem variar sempre alguns pontos percentuais, tendo em conta os resultados obtidos com a simulação em que todas as características estão definidas previamente. (secção 7.1.1 – 5ª simulação).

Todos os relatórios das simulações podem ser encontrados no anexo G.1, G.2, G.3, G.4.

Tabela 7.28 - Tabela representativa dos tipos de painéis escolhidos e da composição destes no PVsyst

Dados representativos de cada opção					
Tecnologia	Amorfo			Monocristalino	Policristalino
Produtor	Kaneka	MSK Corporation	Mitsubishi Heavy Industries	Suntech	Suntech
Modelo	G-EA060	AJG 060B	MA 100 T2	STP 190S-24/Ad+	STP 230-20/Wd
Potência (Wp)	60	60	100	190	230
Eficiência do módulo (%)	6,35	6,35	6,38	14,91	14,16
Número de células em série	120	120	190	72	60
Dimensões (mm)	990 x 960 x 40	990 x 960 x 40	1414 x 1114 x 35	1580 x 808 x 35	1640 x 992 x 35
Peso (kg)	14	14	21	15,5	18,2
Área (m ²)	0,95	0,95	1,575	1,277	1,627
Preço/Wp (€)	0,6	--	--	--	--
Configurações globais de cada simulação do programa					
Potência total (kWp)	124	124	124	124	124
Nº de módulos	2070	2070	1242	655	540
Área total (m ²)	1967	1967	1956	836	879

As duas primeiras comparações são com painéis do mesmo tipo, primeiro com a mesma potência de pico dos painéis reais, seguindo-se de um aumento desta característica, a outras duas comparações é com painéis de silício do tipo monocristalino e policristalino, com potências de pico mais elevadas, estas escolhas não foram impostas por ninguém, apenas escolhidas aleatoriamente e em consciência para que a comparação de resultados tivesse significado e estivesse em conformidade com as características da central de Lamelas.

Podemos comprovar na tabela que, ao alterar o modelo de painel para uma potência de pico mais elevada, serão necessários menos painéis fotovoltaicos para perfazer uma potência de 124,2 kWp, contudo, verifica-se também que a área dos painéis com mais potência de pico é mais elevada. Este fator, naturalmente que contribui para que os preços dos painéis sejam maiores, por essa razão, apresenta-se na tabela a seguir os resultados de cada simulação para perceber quais as alternativas, justificáveis, aos tipos de painéis instalados na central de Lamelas. Presumindo-se que a escolha dos painéis fotovoltaicos painéis instalados na central de Lamelas, recaiu sobre a relação preço/potência.

Tabela 7.29 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para os diferentes modelos de painéis propostos

	Modelo de painéis fotovoltaicos	G-EA060	AJG 060B	MA 100 T2	STP 190S-24/Ad+	STP 230-20/Wd
Sequência relacionada com Perdas óticas	Irradiação global horizontal (kWh/m ²)	1687	1687	1687	1687	1687
	Aumento da radiação global incidente no FV (%)	+ 11,5	+ 11,5	+ 11,5	+ 11,5	+ 11,5
	Sombreamento (%)	--	--	--	--	--
	Fator IAM (%)	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica (kWh/m ²)	1824	1824	1824	1824	1824
	Eficiência de conversão do painel para STC (%)	6,35	6,35	6,38	14,91	14,16
Sequência relacionada com Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para STC) (MWh)	227,7	227,9	227,6	227,4	227,0
	Perdas devido ao nível da irradiância (%)	-6,4	-5,4	-5,1	-2,7	-3,5
	Perdas devido a temperatura (%)	-3,1	-3,1	-3,1	-5,1	-4,9
	Perdas por sujidade (%)	-6,8	-6,7	-6,6	-6,3	-6,4
	Perda de qualidade do módulo (%)	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1
	Perda de incompatibilidade da central (%)	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1
	Correção espectral para painel do tipo amorfo (%)	-0,3	-0,3	-0,3	--	--
	Perdas de resistência dos fios (%)	-1,5	-1,5	-1,5	-1,4	-1,7
	Energia virtual da central para MPP (MWh)	184,9	187,1	187,8	190,0	187,5
Sequência relacionada com Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação (%)	-6,4	-6,3	-6,3	-6,3	-6,3
	Energia à saída do inversor (MWh)	173,1	175,2	175,9	178,0	175,7
	Energia injetada na rede (MWh)	173,1	175,2	175,9	178,0	175,7

Pela análise de valores da anterior tabela, constata-se que a relação preço/potência escolhida para a central é justificável porque a geração obtida para os casos apresentados está toda muito próxima, sendo que o máximo que se conseguiria atingir seria 178 MWh (STP 190S-24/Ad+), mais 4,9MWh que o caso real, claro está que não estamos a considerar o sombreamento e as perdas que surgiriam com a instalação dos equipamentos na central. Apesar da falta de informação em relação ao preço por Wp que cada painel tem, existe a percepção que tendo em conta a área disponível, esta solução seria sempre aquela que permitiria à empresa ter menos gastos ao longo da vida da central. E que possíveis alterações de painéis não seriam justificáveis tendo em conta os ganhos que se notariam. Concluindo as informações apesar de meramente indicativas, permitem aumentar o número de soluções para futuros projetos em que por exemplo, a área de terreno, é diferente daquela que está a ser estudada. A figura 7.28 permite constatar a variação do PR do sistema de acordo com as opções escolhidas.

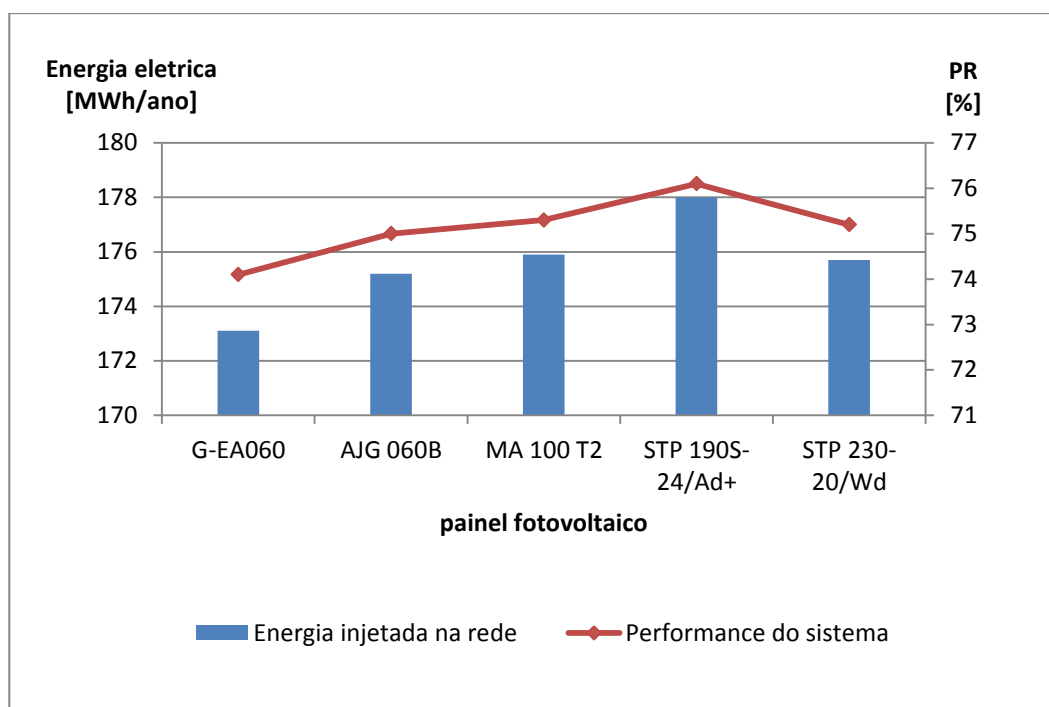


Figura 7.28 - Energia injetada na rede e PR do sistema consoante alteração tipo de painel fotovoltaico.

7.4.2 Avaliação da central de Lamelas com novo tipo de inversor

O subcapítulo que se apresenta diz respeito à alteração do inversor da central. As restantes características e componentes mantêm-se inalteradas, sendo assim executar-se-á uma simulação no programa com um novo modelo de inversor, com a finalidade de comparar os resultados obtidos com o inversor que realmente está a ser utilizado na central.

A tabela 7.30 apresenta as características do inversor real e do inversor que se escolheu para se efetuar a comparação.

Tabela 7.30 – Características de cada inversor e sua implementação no programa

Dados representativos de cada opção		
Produtor	Fronius Internacional	SMA
Modelo	IG 60 HV (outdoor)	Sunny Boy SB 5000 TL-20
Potência nominal (W AC)	4600	4600
Eficiência (%)	94,5	96,4
Intervalo de tensão (Volts)	175 - 400	175 - 440
Dimensões (mm)	733 x 435 x 225	445 x 470 x 180
Peso (kg)	20	25
Preço/ inversor (€)	1100	1320
Configurações globais de cada simulação do programa		
Potência total (kW AC)	110	110
Nº de inversores	24	24

Pela tabela anterior percebe-se que as características dos dois inversores são muito semelhantes, subentende-se também que o que fará variar a geração final de energia elétrica será a eficiência de cada um, assim o objetivo é perceber se o aumento de geração fundamentará o investimento feito num inversor mais eficiente. Assim e seguindo a mesma ordem de ideias, a tabela 7.31 diz respeito aos resultados obtidos para cada simulação com os respetivos inversores.

O relatório conseguido do PVsyst que diz respeito a este subcapítulo encontra-se no anexo G.5.

Tabela 7.31 - Comparação da sequência de cada simulação realizada para os diferentes inversores propostos

	Modelo do inversor	IG 60 HV (outdoor)	Sunny Boy SB 5000 TL-20
Sequência relacionada com Perdas óticas	Irradiação global horizontal (kWh/m ²)	1687	1687
	Aumento da radiação global incidente no FV (%)	+ 11,5	+ 11,5
	Sombreamento (%)	-2,1	-2,1
	Fator IAM (%)	-2,8	-2,8
	Irradiação efetiva em toda a área fotovoltaica (kWh/m ²)	1789	1789
	Eficiência de conversão do painel para <i>STC</i> (%)	6,35	6,35
Sequência relacionada com Perdas dos painéis	Valor nominal da energia da central (para <i>STC</i>) (MWh)	223,3	223,3
	Perdas devido ao nível da irradiância (%)	-6,5	-6,5
	Perdas devido a temperatura (%)	-3,1	-3,1
	Perdas por sujidade (%)	-6,8	-6,8
	Perda de qualidade do módulo (%)	-1,1	-1,1
	Perda de incompatibilidade da central (%)	-1,1	-1,1
	Correção espectral para painel do tipo amorfo (%)	-0,2	-0,2
	Perdas de resistência dos fios (%)	-1,5	-1,5
	Energia virtual da central para MPP (MWh)	181,2	181,2
Sequência relacionada com Perdas do sistema	Perda da eficiência do inversor durante a operação (%)	-6,5	-3,6
	Energia à saída do inversor (MWh)	169,4	174,6
	Energia injetada na rede (MWh)	169,4	174,6

A tabela anterior permite concluir que com o inversor Sunny Boy SB 5000 TL-20 é possível obter ao fim de um ano mais 5,2 MWh de energia elétrica entregue à rede e como o preço atual de venda à rede é 37 cêntimos €/kWh percebe-se que ao fim do ano, economicamente, a empresa ganharia cerca de 2000€ a mais. Contudo não existe uma justificação por parte da empresa para o motivo da instalação do inversor produzido pela Fronius, pelo que, motivos de compatibilidade entre equipamentos podem justificar a opção escolhida, tendo em conta que esta apresenta também índices de geração de energia elétrica satisfatórios.

O gráfico seguinte diz respeito à variação da geração e do PR consoante o tipo de inversor escolhido. O inversor alternativo escolhido favorece positivamente a *performance ratio* do sistema fotovoltaico.

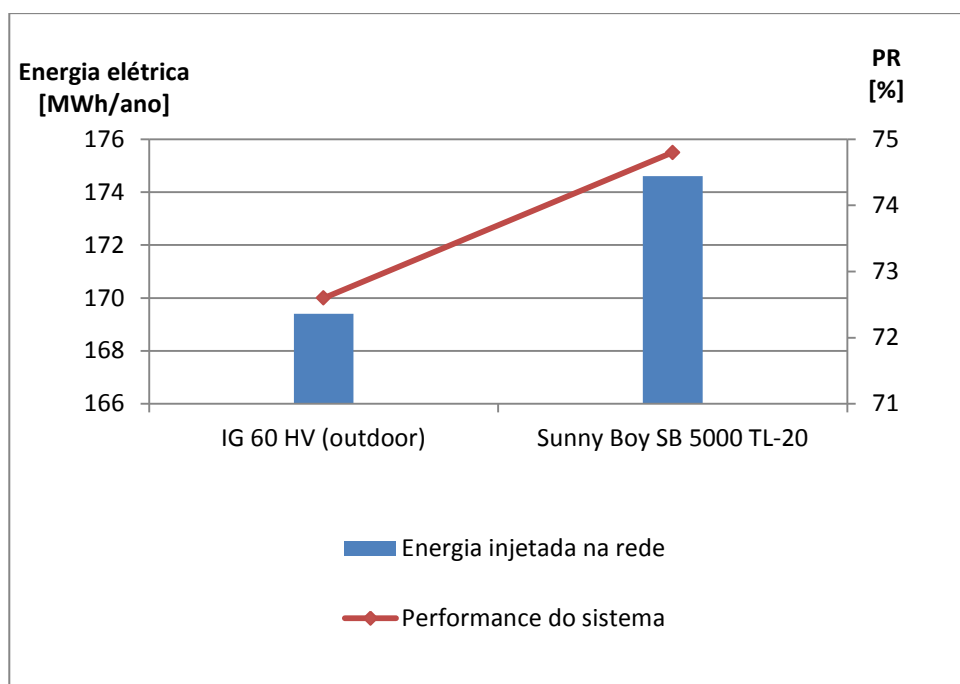


Figura 7.29 - Energia injetada na rede e PR do sistema consoante alteração do inversor instalado na central.

7.5 Avaliação Económica

Este último capítulo tem como assunto de base o investimento e o retorno que a central de Lamelas exigiu e que continua a exigir nos mais variados fatores. É notório que pela falta de possibilidade de reunir todos os custos empregues na central, esta avaliação será feita com base numa estimativa, tendo em conta os dados disponíveis que mais significativamente contribuíram para o custo da instalação. A tabela que se segue tem a informação dos valores conhecidos e que tem mais peso nos custos que a empresa Cavalum teve que suportar na instalação.

Tabela 7.32 – Custos da central de Lamelas

Equipamento	Preço individual	Quantidade	Preço total
Painel Fotovoltaico	60 cênt./ Wp	2070	74.520€
Inversor	1100€	24	26.400€
Posto de transformação			
Transformador	20000€	1	20.000€
Total			120.920€

A empresa informou que a energia entregue é rede é paga a 37 cêntimos por kWh, então a tabela 7.33 indica as produções mensais que a central tem conseguido ao longo dos anos com o objetivo de calcular quanto é que a empresa teria faturado em termos monetários caso o calculo se baseasse apenas na multiplicação do valor de cada kWh pelos kWh que já foram produzidos então, isto porque percebe-se que a faturação da central não assenta num calculo tão simplificado.

Tabela 7.33 - Produções Mensais de energia elétrica disponibilizados pela Cavalum [kWh]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Jan.		6483,0	6790,5	5249,3	5856,0	5411,0	8447,0	5652,3	4850,0
Fev.		6956,0	9669,0	10300,8	6266,0	9622,0	12744,3	8361,8	
Mar.		14834,0	13838,8	15502,3	10039,0	10723,0	15160,0	8360,3	
Abr.		14747,5	13674,8	14329,5	13923,0	15230,0	9449,0	12955,0	
Mai.		17656,5	12896,3	17161,3	16589,0	16844,0	15630,5	15432,0	
Jun.	6614,0	18352,5	18212,3	15374,3	16709,0	19143,0	16729,3	17444,3	
Jul.	28522,0	21759,3	20714,5	18591,0	21423,0	20485,0	20467,8	19092,0	
Ago.	22100,0	18269,8	20586,8	17335,0	20564,0	18760,8	19965,5	19730,0	
Set.	16368,0	18043,5	17090,8	15817,0	16045,0	16887,0	15842,8	15739,0	
Out.	7838,0	14609,3	13135,3	12205,0	12459,0	14986,0	11433,8	10899,5	
Nov.	5225,0	12438,8	8238,0	5961,0	8584,0	6914,0	6995,5	9570,5	
Dez.	3322,0	8044,8	6770,3	4681,0	5516,0	7127,5	5189,5	6462,0	
TOTAL	89989,0	172194,8	161617,0	152507,3	153973,0	162133,3	158054,7	149698,5	4850,0

Pela soma de todas as produções anuais a empresa tem, consoante os valores disponíveis na tabela, 1205,018 MWh produzidos, o que, e mediante aquilo que está a ser pago por kWh, perfaz um total de 445.856,5€.

Pelos totais obtidos tanto no que se gastou como no que se faturou, chega-se à conclusão que os gastos mais consideráveis da central de Lamelas estão já amortizados. Contudo tem-se consciência que ainda existem muitos custos que não foram considerados e que aumentam e muito o custo do sistema que está a ser avaliado. Por exemplo têm que ser ter em conta que existem ainda despesas como:

- Sistema de cabos
- Sistemas de proteção
- Estrutura de fixação dos painéis
- Terreno
- Vedação
- Edifício de Equipamentos
- Edifício do transformador
- Manutenção...

A manutenção de uma central fotovoltaica é normalmente reduzida, dependendo em grande parte da existência ou não de sistemas automáticos de seguimento solar. No caso da central de Lamelas os painéis são montados sob uma estrutura de metal fixa, pelo que poder-se-ia definir uma limpeza semestral.

8. Conclusões gerais

A energia transmitida pelo Sol é de uma ordem de grandeza extraordinária, pelo que é imprescindível rentabilizar a sua utilização, de forma a diminuir a dependência abusiva dos combustíveis fósseis.

Dos painéis existentes no mercado, a primeira geração reivindica a eficiência mais elevada do mercado, através da tecnologia de silício monocristalino de cerca de 15 a 18%. A eficiência do silício policristalino situa-se entre 13 e 15%, sendo contrabalançada pelas vantagens que oferece em termos de preço final, justificado pelos menores custos de fabrico. As tecnologias de películas finas possuem eficiências menores, contudo o preço mais baixo é o ponto mais forte. Qualquer dos tipos de sistemas necessitam de ser implementados em locais com boa exposição solar, de forma a maximizar o seu rendimento.

A análise e o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, por meio de modelos que permitem visualizar as influências das características dos painéis fotovoltaicos e as condições de operação destes (temperatura, nível de radiação solar incidente no plano do módulo), permitem obter resultados mais realistas sobre o desempenho desses sistemas. Isso foi constatado comparando os valores de energia anual obtidos pelo sensor de medição situado na central de Lamelas com os valores obtidos no Meteonorm, ainda que haja sempre a consciência de todos os ajustes que devem ser feitos para tornar a avaliação o mais consistente possível.

A presença de sombras num sistema fotovoltaico diminui de forma significativa a geração de energia. Se o sombreamento for permanente, tal deverá ser levado em consideração durante o dimensionamento do sistema. A redução na energia produzida depende da duração do sombreamento durante o ano, claro está que este fator está também relacionado com a posição do Sol ao longo do ano.

A percentagem de sujidade ao longo dos anos é variável e tendo em conta que este fator, durante as avaliações, pode ou não representar totalmente a realidade de cada ano, é inquestionável a sua influência na geração anual de energia, por isso uma manutenção baseada na limpeza dos painéis introduz um aumento da eficiência da central em questão. Nesta dissertação consoante as otimizações que foram feitas a sujidade variou de ano para ano, por exemplo 2011 teve uma percentagem de sujidade de aproximadamente 2%, o ano de 2012 apresentou uma sujidade maior (6%), assim como o ano de 2013 (8%).

O estudo da inclinação dos painéis, da orientação destes, assim como o espaçamento entre filas de painéis, permitem avaliar, consoante o terreno disponível, qual a melhor configuração possível para obter o melhor equilíbrio da central em termos de proteção e de geração de energia elétrica. Neste momento a inclinação dos painéis da central de Lamelas (34°) apresenta um valor de geração quase máximo (169,4 MWh), daquilo que podia produzir

consoante todas as considerações tomadas (170,8 MWh para uma inclinação de 29°). A figura 8.1 ajuda a perceber a otimização que o programa considera tanto no que diz respeito à inclinação como ao azimute.

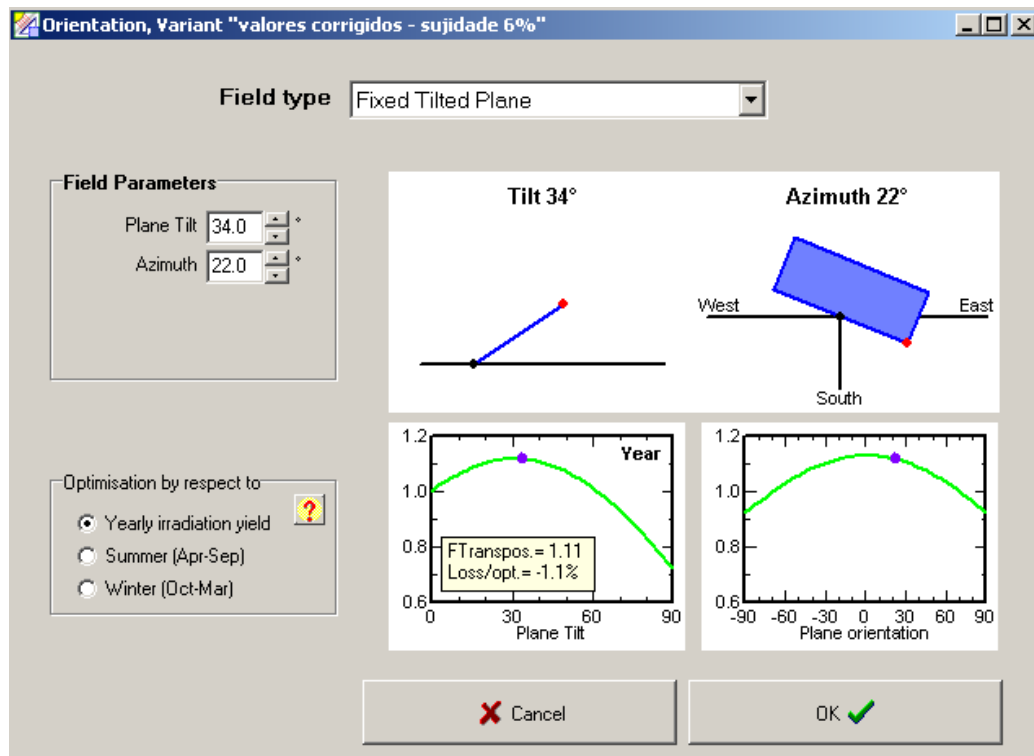


Figura 8.1 - Gráficos da otimização da inclinação e do azimute introduzidos pelo PVsyst.

Sistemas com rastreamento são mas aconselháveis para grandes investimentos, ou seja para centrais de grande porte, na gama dos Mega Watts de potência instalada, isto porque aquando da avaliação económica, o ganho que se obtém com estes sistemas, tem influência positiva. No que toca a situação da central de Lamelas, definir duas posições ao longo do ano já permitiria obter ganhos interessantes de geração de energia elétrica.

Em relação ao dimensionamento, a escolha dos painéis fotovoltaicos recai principalmente sobre a tecnologia e a potência, podendo ser influenciada consoante o local de aplicação. Quanto maior a potência nominal dos painéis, menor será o número de painéis necessários para a obtenção da potência do sistema desejada. Embora seja importante utilizar painéis com potência nominal e eficiência elevadas, conclui-se que a energia produzida pelo sistema não depende, exclusivamente, desses fatores. Embora as características individuais dos painéis sejam importantes para o desempenho global, a configuração obtida desempenha um papel fundamental no comportamento do sistema.

O PVsyst é um programa extremamente completo que permite, não só, uma rápida simulação dum sistema fotovoltaico, respeitando as condições de adaptação entre o sistema gerador e o inversor, como uma avaliação detalhada de todas as características intervenientes numa centra fotovoltaica. Como resultado, é obtida a geração de energia elétrica e a *performance ratio* total do sistema simulado. Torna-se por isso bastante rápida e eficaz a comparação entre os vários equipamentos. Contudo, trata-se de um programa pago e por isso

não está acessível a todos. Existem outros programas, tais como Homer, RETScreen e TRNSYS que permitem estimar a geração de energia de um sistema fotovoltaico.

O investimento a fazer num projeto de microgeração, ponderados os custos e a qualidade dos equipamentos é perfeitamente recuperável nos anos seguintes, tendo em atenção que existem compromissos e logísticas que tem que ser respeitadas ao longo do período de geração da central.

Sistemas fotovoltaicos ligados à rede tendem a tornar-se cada vez mais frequentes e garantir a qualidade desses sistemas deve ser uma preocupação constante. Nesse sentido, este trabalho apresenta varias avaliações que devem ser realizadas ao longo da vida de um sistema fotovoltaico com o objetivo de verificar seu correto funcionamento, a adequação às normas técnicas, a qualidade dos materiais, e comprovar sua capacidade de geração de energia são temas a ter sempre em conta. Além disso, o estudo de caso mostrou a importância de medir o recurso solar com instrumentos mais eficazes como por exemplo um piranómetro, tendo em conta que este equipamento é mais caro em relação ao sensor que está a ser utilizado na central fotovoltaica de Lamelas.

Em resumo, este trabalho cumpriu seus objetivos permitindo conhecer com mais amplitude vários aspetos do funcionamento de diversos componentes do sistema estudado e, principalmente, o funcionamento do sistema como um todo, resultando na elaboração de uma avaliação que poderá beneficiar futuros desenvolvimentos da central de Lamelas, assim como novos projetos.

8.1 Sugestões para futuros trabalhos

Tendo em conta todas as abordagens que foram feitas nesta dissertação, conclui-se também quais podem ser sugestões de futuros trabalhos a realizar, não só na central de Lamelas, mas também, noutros projetos, com o programa PVsyst. Sendo assim as sugestões são:

- Mapeamento e distribuição de vários sensores de radiação pela central de Lamelas, ou opção por novos equipamentos mais precisos na obtenção destes dados, por exemplo, piranómetro;
- Análise da distribuição dos cabos e consequente dimensionamento dos mesmos na central de Lamelas;
- Proposta de alteração da inclinação dos painéis consoante duas épocas do ano, tendo como objetivo um melhor PR do sistema e consequente aumento de geração de energia elétrica;
- Estudo e comparação de resultados com outro programa para além do PVsyst.
- Avaliação de outras centrais fotovoltaicas com o programa PVsyst, centrais com maior ou menor potencia instalada para verificar o comportamento do programa em diversas situações;
- Elaboração de um programa computacional para dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos ligados à rede;
- Estudo das várias propostas de equipamentos de instalação existentes no mercado tendo por base a relação preço/potência de modo a garantir a melhor geração de energia elétrica possível;

Glossário

Albedo: radiação solar incidente no gerador fotovoltaico, proveniente do solo. Tem origem na reflexão da radiação incidente na superfície. Depende das características do solo.

Ângulo de inclinação: é o ângulo de montagem dos painéis fotovoltaicos medido a partir da horizontal.

Azimute: é a direção medida em graus a que se encontra um astro ao redor de um observador. É medido no plano horizontal e tem como referência algum ponto de interesse.

Irradiação: é a energia que incide na superfície por unidade de área durante um período de tempo (irradiação horária, diária, mensal, anual, etc.). Unidades: kWh/m².

Irradiância: é a potência que incide na superfície por unidade de área. Unidades: W/m².

Radiação solar: é a designação dada à energia radiante emitida pelo Sol, em particular aquela que é transmitida sob a forma de radiação eletromagnética. Unidades: W/m².

Master-slave: é um modelo de comunicação onde um dispositivo ou processo tem controle unidirecional sobre um ou mais dispositivos.

Referências

- [1] Solar Energy International, 2004. "Photovoltaics: Design and Installation Manual", New Society Publishers.
- [2] João Alves, "Requisitos para a certificação PV", FEUP, 2010. Dissertação de Mestrado.
- [3] Álvaro Rodrigues, Apontamentos de Energias Renováveis/Eólica 13/14.
- [4] Duffie, J.A., Beckman, W.A., 1991. "Solar Engineering of Thermal Processes". John Wiley & Sons.
- [5] Luís Vera, "Programa computacional para dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autónomos", UFRGS, Porto Alegre, 2004. Dissertação de Mestrado.
- [6] Nuno Martins, "Compatibilização de exigências relativas a iluminação e ganhos solares em edifícios de habitação", FCT/UNL, 2010. Dissertação de Mestrado.
- [7] Iqbal, M., 1983. "An introduction to Solar Energy", Academic Press, Toronto.
- [8] WRC, World Radiation Center. Disponível em: <http://www.pmodwrc.ch/>. Acesso em Abril/ 2014.
- [9] GREENPRO, 2004. "Energia Fotovoltaica - Manual sobre Tecnologias, Projeto e Instalação".
- [10] Disponível em <http://www.aguaquentesolar.com>. Acesso em Maio/2014.
- [11] Löf, G. O. G., Duffie, J. A., and Smith, C. O., 1966a. "World Distribution of Solar Radiation", Engineering Experiment Station Report 21, University of Wisconsin, Madison.
- Löf, G. O. G., Duffie, J. A., and Smith, C. O., 1966b. "World Distribution of Solar Energy", Solar Energy.
- [12] Collares-Pereira, M., Rabl, A., 1979. "The average distribution of solar Radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values", Solar Energy, 22:155-164.
- [13] Erbs, D. G., Klein, S. A. e Duffie, J. A., 1982. "Estimation of Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly - Average Global Radiation", Solar Energy, Vol 28, Nº 4, paginas 293 - 302.
- [14] MacSolar, Fonte: Solarc, Berlim
- [15] Sandia National Laboratories. Disponível em <http://energy.sandia.gov/> . Acesso em 15/04/2014.
- [16] Kaneka Solar Energy. Disponível em <http://www.kaneka-solar.com/>. Acesso entre Maio e Junho.
- [17] Markvart, Tom, Castañer, Luis. "Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications", Elsevier.
- [18] Rashid, M., 1999. "Microeletronic circuits- Analysis and Design", Cengage Learning.
- [19] Photovoltaic Education Network. Disponível em <http://www.pveducation.org/> .

- [20] SMA, “Sunny Backup System”. Disponível em <http://www2.sma.de/en/solartechnology/products/backup-systems/sunny-backup-system/overview/index.html>. Acesso em Maio/2014.
- [21] Rauschenbach, H. S., 1980. “Solar Cell Array Design Handbook”, Van Nostrand - Reinhold Co, New York.
- [22] Townsend, C. R., 1989. “The patch dynamics concept of stream community ecology”, The North American Benthological Society.
- [23] Eckstein, J. Helmut, 1990. “Detailed Modelling of Photovoltaic System Components”, University of Wisconsin-Madison.
- [24] Krenzinger, A., 1993. “Desenvolvimento de Modelos para Simulação de Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica”, Relatório de pós-doutorado.
- [25] Márcio Almeida, “Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede”, USP, São Paulo, 2012. Programa de pós-graduação em energia.
- [26] PVResources. Disponível em <http://www.pvresources.com>. Acesso em Abril/2014.
- [27] Disponível em <http://www.fc-solar.com/>. Acesso em Maio/2014.
- [28] Disponível em <http://www.wisconsin-dr.org/>. Acesso em Maio/2014.
- [29] Disponível em <http://www.solarsolutionsnj.com>. Acesso em Abril/2014.
- [30] GOOGLE, Programa Google Earth, 2014.
- [31] <http://www.ffmpeg.com>. Acesso entre Março e Junho de 2014.
- [32] Disponíveis pela Empresa Cavalum.
- [33] Disponível em <http://www.climatetechwiki.org/>. Acesso em Maio/2014.
- [34] Disponível em <http://spie.org/x13527.xml>. Acesso em 21/Maio/2014.
- [35] Scharmer, K., Greif, J., 2000. “The European Solar Radiation Atlas - Vol.1 ”. École des Mines, Paris.
- [36] Solar Direct, “PV Battery”. Disponível em <http://www.solardirect.com/>. Acesso em Abril/2014.
- [37] André Mermoud and Bruno Wittmer, “PVsyst user’s manual”, 2014. Disponível em www.Pvsyst.com.
- [38] Ramiro Cortez, “Sistema de Seguimento Solar em Produção de Energia Fotovoltaica”, FEUP, Porto, 2013. Dissertação de Mestrado.

Bibliografia

- EDP, www.edp.pt. Acesso em Maio de 2014
- <http://www.siemens.com>. Acesso em Março de 2014
- NASA, <http://nssdc.gsfc.nasa.gov>. Acesso em Junho de 2014
- www.energiasrenovaveis.com. Acesso entre Abril e Junho de 2014
- REN, www.ren.pt. Acesso entre Março e Junho de 2014
- Instituto do Ambiente, www.iambiente.pt. Acesso em Maio de 2014
- APREN, www.apren.pt. Acesso em Fevereiro de 2010
- Associação Portuguesa de Empresas de Solar Fotovoltaico <http://www.apesf.pt/>
- Decreto-Lei n.º 517/80, da República Portuguesa de 31 de Outubro.
- Decreto-Lei n.º 189/88, da República Portuguesa de 17 de Maio.
- Decreto-Lei n.º 312/2001, da República Portuguesa de 10 de Dezembro.
- Decreto-Lei n.º 68/2002, da República Portuguesa de 25 de Março.
- Decreto-Lei n.º 33-A/2005, da República Portuguesa de 16 de Fevereiro.
- Decreto-Lei n.º 101/2007, da República Portuguesa de 2 de Abril.
- Decreto-Lei n.º 225/2007, da República Portuguesa de 31 de Maio.
- Decreto-Lei n.º 363/2007, da República Portuguesa de 2 de Novembro.
- Decreto-Lei n.º 118-A/2010 da Republica Portuguesa de 25 de Outubro.
- Ministério da Economia e Inovação, “Energias Renováveis em Portugal”. Acesso em Maio de 2014
- Advanced Energy Solutions Group, “Design Guide & Online Catalogue”. Disponível <http://aessolar.com/>

ANEXO A – Anexos relativos ao capítulo 3

A.1 Comportamento dos átomos de silício e as suas funcionalidades

Os átomos de silício formam um retículo cristalino estável. Cada átomo de silício detém quatro eletrões de coesão (eletrões de valência) na sua camada periférica. Para atingir uma configuração estável de eletrões, dois eletrões de átomos vizinhos formam um par de ligações de eletrões. Através do estabelecimento desta ligação com quatro átomos de silício vizinhos, obtém-se a configuração do gás inerte estável de seis eletrões.

Com a influência da luz ou do calor, a coesão dos eletrões pode ser quebrada. Então o eletrão tem a possibilidade de mover-se livremente, deixando uma lacuna atrás de si, no retículo cristalino, processo designado por auto-condução.

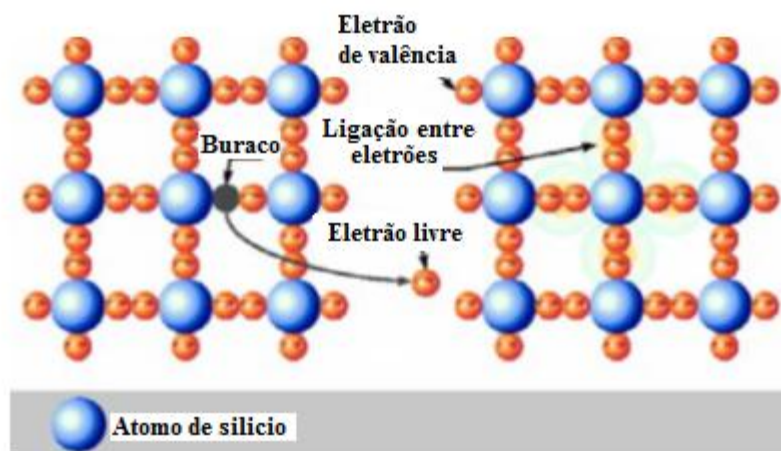


Figura A.1 - Estrutura cristalina do silício e processo de auto-condução. Adaptada de [3].

O processo de auto-condução não pode ser utilizado para gerar energia, para que o material de silício funcione como um gerador de energia, o retículo cristalino é propositadamente contaminado com os chamados átomos impuros (figura 84). Estes átomos possuem um eletrão a mais (fósforo), ou um eletrão a menos (boro), do que o silício na camada externa de valência, daí os defeitos no interior do reticulo cristalino. Se ao retículo for adicionado fósforo (impureza n), fica um eletrão supérfluo por cada átomo de fósforo introduzido. Este eletrão pode mover-se livremente dentro do cristal e por isso transportar carga elétrica. Com o boro (impureza p), fica disponível uma lacuna (eletrão de coesão perdido) por cada átomo de boro introduzido. Os eletrões dos átomos vizinhos de silício podem preencher este orifício, resultando na produção de uma nova lacuna noutro lugar. O mecanismo condutor que resulta da presença dos átomos impuros é chamado de condução

extrínseca, mas se virmos individualmente o material de impureza p ou n, as cargas livres não têm uma direção definida durante o seu movimento.

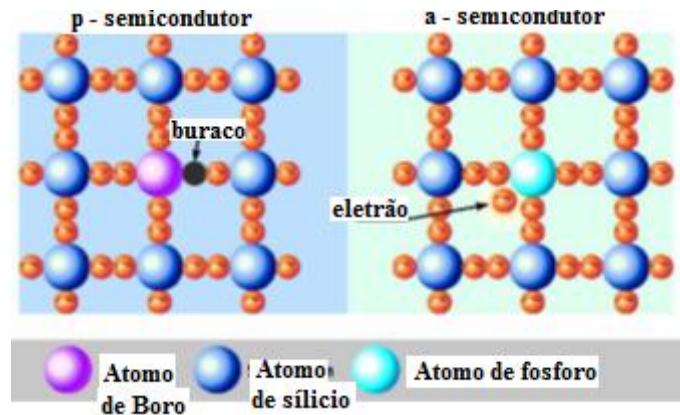


Figura A.2 - Condução extrínseca com silício dopado com impurezas do tipo n e p. Adaptada de [3].

Se juntarmos as camadas dos semicondutores n e p impuros, produziremos uma região de transição p-n, resultando na difusão dos elétrons supérfluos do semicondutor n para o semicondutor p na junção, criando-se assim uma nova área com poucos portadores de carga, designada por barreira de potencial. Na área n da região de transição, os átomos dopantes positivos são remetidos para trás, acontecendo de modo semelhante com os negativos na área p. um campo elétrico é criado mantendo-se contrário ao movimento dos portadores de carga.

Se um semicondutor p-n, ou célula solar, é exposto à luz, os fótons são absorvidos pelos elétrons, as ligações entre elétrons são quebradas por este fornecimento de energia, consequentemente os elétrons libertados são conduzidos através do campo elétrico para a área n, as lacunas criadas seguem na direção contrária para a área p. Todo este processo é denominado por efeito fotovoltaico. Quanto maior a quantidade de fótons que atingem os elétrons de ligação, maior é a quantidade de pares elétrons-lacunas formados, com o que se cria um desequilíbrio nas correntes. A difusão dos portadores de carga até aos contactos elétricos, produz tensão na fronteira da célula solar. Se esta não estiver ligada a nenhuma carga, é obtida a tensão de circuito aberto na célula solar, contudo se o circuito elétrico estiver fechado circulará uma corrente elétrica enquanto dure a radiação incidente proporcional à intensidade da luz. Existem alguns elétrons que não alcançam os contactos sendo recombinados, isto é, une-se um elétron livre a um átomo destituído de um elétron de valência (lacuna).

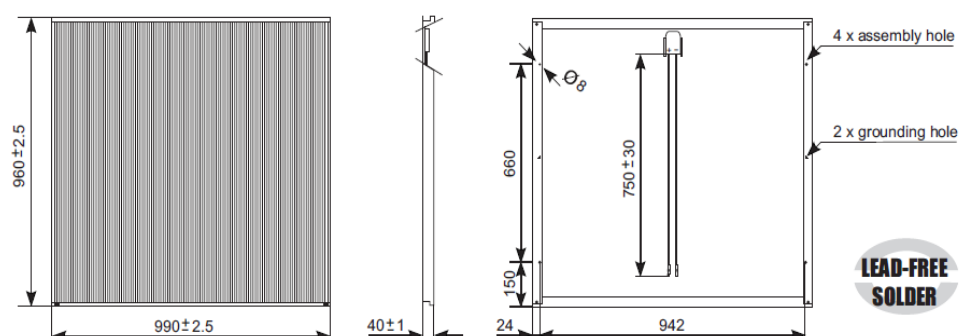
A.2 Características dos painéis fotovoltaicos da central de Lamelas (Kaneka G-EA060), dados fornecidos pela empresa Cavalum.

Kaneka G-EA060

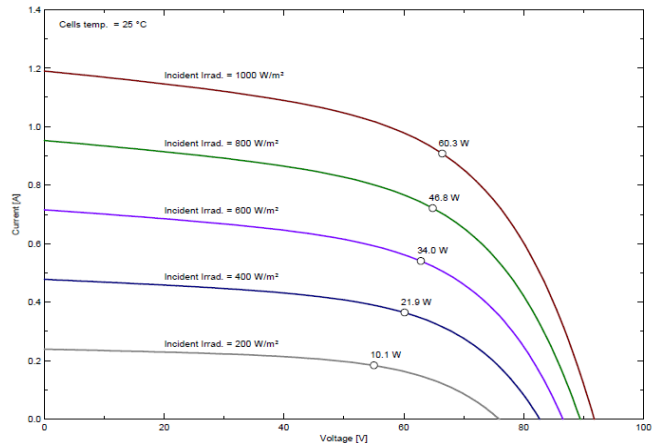
SOLAR MODULE Thin-film

TECHNICAL DATA	Initial Values	Stabilised Values
Typical electrical data under STC		
Nominal peak power P _{max}	79.0 Wp	60.0 Wp
Guaranteed minimum power	75.05 Wp	57.0 Wp
Nominal voltage U _{mpp}	74.0 V	67.0 V
Nominal current I _{mpp}	1.04 A	0.90 A
Open-circuit voltage U _{oc}	96.0 V	92.0 V
Short-circuit current I _{sc}	1.22 A	1.19 A
Typical temperature coefficients		
Power		-0.140% /K
Open-circuit voltage U _{oc}		0.0748% /K
Short-circuit current I _{sc}		0.0752% /K
Mechanical data		
Length		960 mm
Height		990 mm
Width		40 mm
Cells		Si Amorphous
Cable		2x750 mm with MC Plug compatible
Frame		Aluminium
Weight		13.7 kg
Allowed operation conditions		
Maximum system voltage		600V
Other data		
Certificates		Safety-Class II, IEC 61646
Power-guarantee		12 years 90%, 25 years 80%
Packaging details		25 units per pallet/ 48 pallets per truck
NOTE : This publication summarizes product warranty and specification, which are subject to change without notice.		

Attention: The laser lines have to be installed with at least 10° inclination. Please observe the installation instructions.



A.3 Características dos painéis fotovoltaicos da central de Lamelas (Kaneka G-EA060), dados fornecidos pelo programa PVSyst.

PVSYST V5.73			05/06/14 15h26	
Characteristics of a PV module				
Manufacturer, model :		Kaneka, G-EA060		
Availability :		Prod. from 2006		
Data source :		Photon Mag 2007		
STC power (manufacturer)		Pnom 60 Wp	Technology	a-Si:H single
Module size (W x L)		0.960 x 0.990 m ²	Rough module area	Amodule 0.95 m ²
Number of cells		1 x 120	Sensitive area (cells)	Acells N/A m ²
Specifications for the model (manufacturer or measurement data)				
Reference temperature		TRef 25 °C	Reference irradiance	GRef 1000 W/m ²
Open circuit voltage		Voc 91.8 V	Short-circuit current	Isc 1.19 A
Max. power point voltage		Vmpp 67.0 V	Max. power point current	Impp 0.90 A
=> maximum power		Pmpp 60.3 W	Isc temperature coefficient	mulsc 0.6 mA/°C
One-diode model parameters				
Shunt resistance		Rshunt 700 ohm	Diode saturation current	IoRef 137189 nA
Serie resistance		Rserie 3.48 ohm	Voc temp. coefficient	MuVoc -468 mV/°C
			Diode quality factor	Gamma 3.39
Specified Pmax temper. coeff.		muPMaxR -0.25 %/°C	Diode factor temper. coeff.	muGamma 0.013 1/°C
Special parameter for amorphous modules				
Rshunt exponential		Rsh(G=0) 8500 ohm	Exponential parameter	Rsh exp 5.5
Recombination parameter		di ² / mu tau 7.82 1/V	Spectral correction enabled	Yes
Reverse Bias Parameters, for use in behaviour of PV arrays under partial shadings or mismatch				
Reverse characteristics (dark)		BRev 3.20 mA/V ²	(quadratic factor (per cell))	
Number of by-pass diodes per module		6	Direct voltage of by-pass diodes	-0.7 V
Model results for standard conditions (STC: T=25°C, G=1000 W/m², AM=1.5)				
Max. power point voltage		Vmpp 66.4 V	Max. power point current	Impp 0.91 A
Maximum power		Pmpp 60.3 Wc	Power temper. coefficient	muPmpp -0.25 %/°C
Efficiency(/ Module area)		Eff_mod 6.3 %	Fill factor	FF 0.552
Efficiency(/ Cells area)		Eff_cells N/A %		
PV module: Kaneka, G-EA060				
				

ANEXO B – Anexos relativos ao capítulo 4

B.1 Legislação, despachos, resoluções e portarias a ter em conta em todo o processo de uma instalação fotovoltaica

Legislação Diversa

- Decreto-Lei nº 363/2007, de 2 Novembro de 2007; Estabelece o regime jurídico aplicável à geração de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução. Cria um processo mais simplificado na obtenção de licenças através de uma plataforma eletrónica e é criado o SRM.

- Decreto-Lei nº 225/2007, de 31 Maio de 2007; o presente decreto-lei concretiza um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis, microgeração e regime especial para fotovoltaico. Define os critérios de remuneração da eletricidade produzida tendo em conta as especificidades tecnológicas e critérios ambientais.

- Decreto-Lei nº 80/2006, de 4 de Abril; revisão do RCCTE.

- Decreto-Lei nº 29/2006 15 de Março; define como Regime Especial - geração de eletricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis, ou à produção combinada de calor e eletricidade. Regime Ordinário - Todos os outros

- Decreto-Lei nº 68/2002 de 25 de Março; figura do produtor/consumidor, Prevê a microprodução de eletricidade em BT com possibilidade de entrega de energia à rede elétrica pública. A eletricidade produzida destina-se predominantemente a consumo próprio, sendo o excedente passível de ser entregue a terceiros, ou à rede pública. Limite de 150kW de potência caso a entrega seja efetuada à rede pública

- Decreto-Lei nº 339-C/2001 de 29-12-2001, Publicado no Diário da República (DR) nº 300, I-A Série - Suplemento, Produção de Energia Elétrica: Regime Especial – Renováveis, Altera o Decreto-Lei nº 168/99, de 18 de Maio, que revê o regime aplicável à atividade de geração de energia elétrica, no âmbito do sistema elétrico independente.

- Decreto-Lei nº 312/2001 de 10-12-2001, Publicado no Diário da República (DR) nº 284, I-A Série, Sistema Elétrico de Serviço Público: Electroprodutores: Sistema Elétrico Independente: Receção de Energia Elétrica, Define o regime de gestão da capacidade de receção de energia elétrica nas redes do Sistema Elétrico de Serviço Público proveniente de centros electroprodutores do Sistema Elétrico Independente.

- Decreto-Lei nº 189/88 de 27-05-1988, Publicado no Diário da República (DR) nº 123, I-A Série de 27-05-88 - Geração de Energia Elétrica: Regime Especial – Renováveis, Estabelece o regime de Geração de energia elétrica por produtores independentes, no âmbito das energias renováveis.

- Decreto-Lei n.º 168/99 de 18-05-1999, Publicado no Diário da República (DR) n.º 115, I-A Série - Geração de Energia Elétrica: Regime Especial – Renováveis, Altera algumas disposições do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio e procede à sua republicação.

Despachos

- Despacho n.º 7619-A/2007, Ministério da Economia e da Inovação, Direção -Geral de Geologia e Energia.

- Despacho n.º 12827 / 2003 (2ª Série) de 25 de Março, Direção Geral de Energia; coeficiente de remuneração VRD em BT.

- Despacho n.º 9148/2002 de 15-04-2002, Publicado no Diário da República (DR) n.º 103, II Série de 04-05-2002 - Sistema Elétrico de Serviço Público: Electroprodutores: Sistema Elétrico Independente: Receção de Energia Elétrica: Pontos de Receção: SEP Clarifica a interpretação dos procedimentos previstos no Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, relativos à instrução dos pedidos de atribuição do ponto de receção de energia elétrica

- Despacho n.º 6993/2002 de 15-03-2002, Publicado no Diário da República (DR) n.º 79, II Série de 04-04-2002 - Produção de Energia Elétrica: Regime Especial - Renováveis: Faturação, Estabelece nova metodologia para a faturação energética

- Despacho n.º 4451/2002 de 13-02-2002, Publicado no Diário da República (DR) n.º 50, II Série de 28-02-2002 - Produção de Energia Elétrica: Regime Especial – Renováveis, Clarifica a determinação relativa ao número de horas de funcionamento referida no n.º 18, alínea a) do anexo II ao Decreto-Lei n.º 168/99, de 27 de Maio, com a redação dada pelo artigo 2º do Decreto-Lei n.º 339-C/2001

Portarias

- Portaria n.º 764/2002 de 1 Julho; remuneração pelo fornecimento de energia elétrica pelo produtor/consumidor.

- Portaria n.º 416/90 de 06-06-1990, Publicado no Diário da República (DR) n.º 130, I-A Série de 06-06-90 - Produção de Energia Elétrica: Regime Especial – Renováveis, Aprova o Contrato tipo compra de energia elétrica pela EDP a produtores independentes ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88 de 27 de Julho.

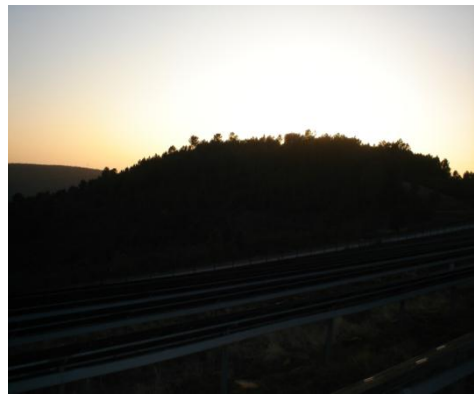
Resoluções e Diretivas

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 de 13-03-2003, Publicado no Diário da República (DR) n.º 98, I Série-B de 28-04-2003 - Documento que aprova as novas orientações da política energética portuguesa, no qual se define os objetivos e as medidas inerentes à concretização dessa política energética. Assim como revoga a Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001, de 19 de Outubro, que aprovou o Programa E4, Eficiência Energética e Energias Endógenas.

- Diretiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 27/09/2001 - Relativa à promoção da eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da eletricidade.

ANEXO C - Anexos relativos ao capítulo 6

C.1 Imagens da central de Lamelas



C.2 Catalogo do inversor Fronius_IG60

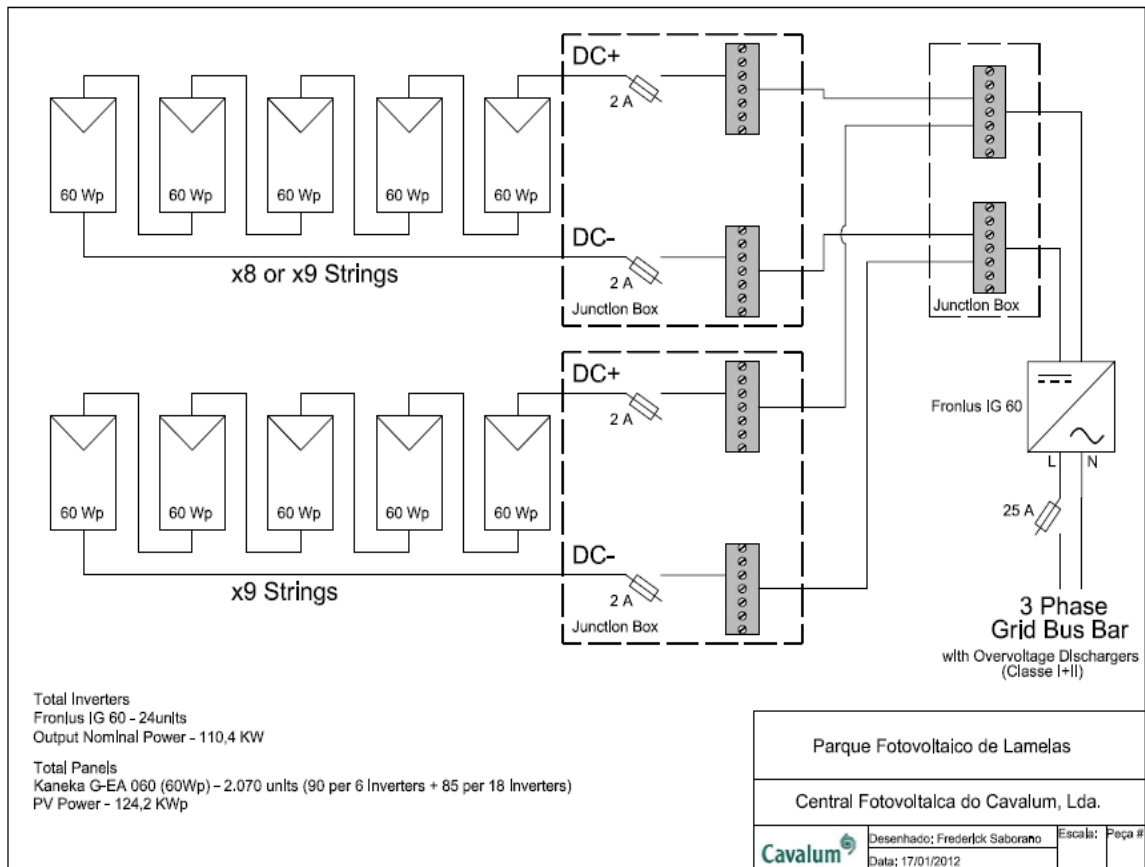
Fronius IG 40 /
60 / 60 HV

Input data	IG 40	IG 60	IG 60 HV
Recommended PV power	3500-5500 Wp	4600-6700 Wp	4600-6700 Wp
MPP-voltage range	150 - 400 V		
Max. input voltage (at 1000 W/m ² / - 10°C in no-load)	500 V	500 V	530 V
Max. Eingangsstrom	29,4 A	35,84 A	35,84 A
Output data	IG 40	IG 60	IG 60 HV
Nominal output power (P _{nom})	3,5 kW	4,6 kW	4,6 kW
Max. output power	4,1 kW	5 kW	5 kW
Nominal mains voltage	230 V, +10 / -15 % *		
Nominal output current	15,22 A	20 A	20 A
Nominal frequency	50 +/-0,2 Hz *		
Total harmonic distortion	< 3%		
Power factor	1		
General data	IG 40	IG 60	IG 60 HV
Maximum efficiency	94,3 %	94,3 %	94,3 %
Euro-efficiency	93,5 %	93,5 %	93,5 %
Consumption during night	0,15 W *		
Consumption during operation	12 W		
Cooling	controlled forced ventilation		
Protection type	IP 21 / IP 45		
Size l x w x h	610 x 344 x 220 mm / 733 x 435 x 225 mm		
Weight	16 kg / 20 kg		
Admissible ambient temperature (at 95% rel. humidity)	-20 ... 50 °C **		
Protection devices	IG 40	IG 60	IG 60 HV
DC-isolation monitoring	warning at R _{iso} < 500 kOHM		
DC-excess voltage protection	integrated		
DC reverse polarity protection	integrated		
Reaction at DC-overload	shift of operating point		

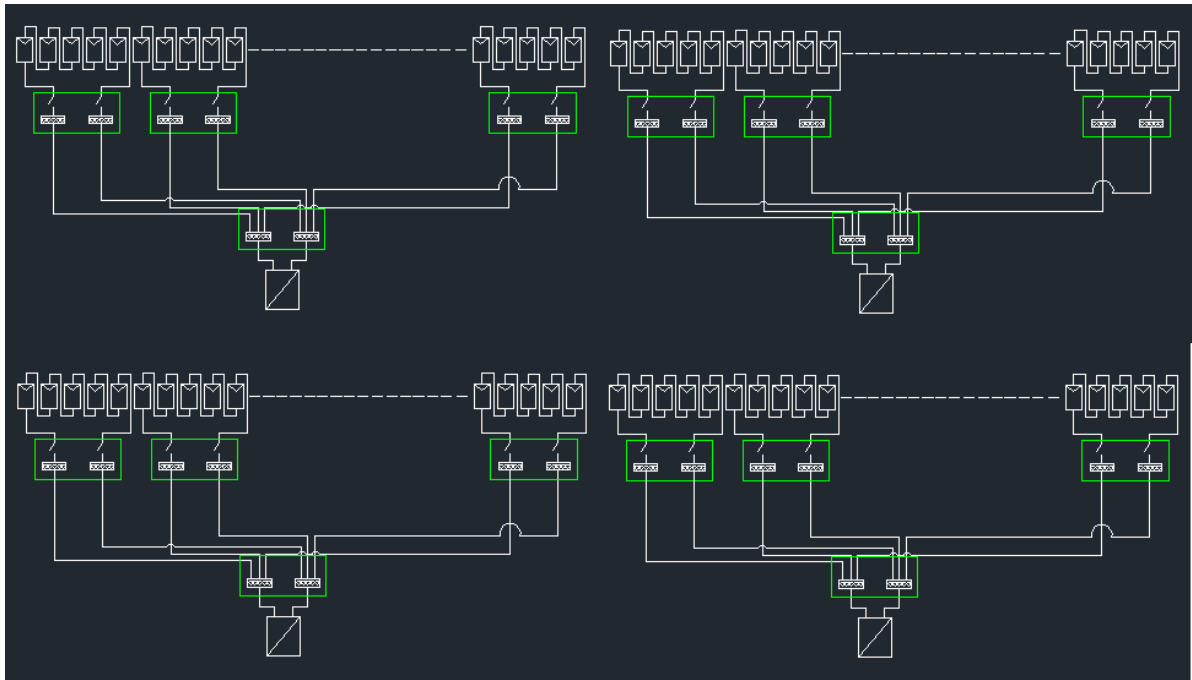
*) Values given are standard. Your FRONIUS IG unit has been specifically adjusted in accordance with the regulations of your country.

**) The AC-output reduces (power-derating) when the ambient temperature is increased, from approx. 35 °C (dependent on the solar module voltage).

C.3 Layout da central de Lamelas fornecido pela empresa Cavalum



C.4 Esquema de interpretação do Layout da central de Lamelas



O esquema representado em cima é uma interpretação aproximada do layout da central fotovoltaica de Lamelas. Esta é constituída por 24 filas, em que cada fila contém 85 ou 90 painéis Kaneka G-EA 060 de 60Wp cada, dispostos em series de 5 painéis, perfazendo assim 17 ou 18 strings por fila, respetivamente. Cada serie de 5 painéis estão ligados a uma caixa de junção que se ligará seguidamente a uma caixa de junção geral respeitante a cada fila onde finalmente será conectada ao inversor (FRONIUS IG60), que depois entregará ao transformador, sendo de seguida, a energia elétrica, entregue à rede.

De seguida apresenta-se uma imagem e uma tabela que representa a configuração da central no local. Na imagem é visível a identificação de cada fila ou inversor da central.

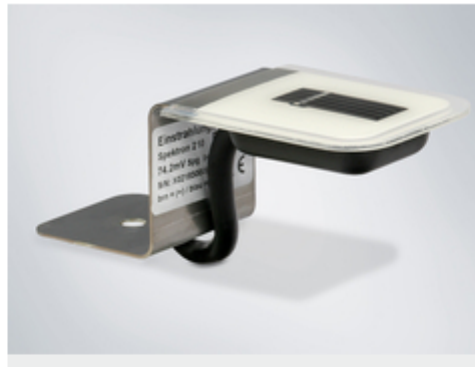


Na tabela encontra-se identificado para cada inversor, o número de painéis por cada fila e respetivamente o número de strings, assim como os Wp de cada fila.

	Nº Strings	Nº Painéis	Potência Wp
Inv 1	17	85	5100
Inv 2	18	90	5400
Inv 3	18	90	5400
Inv 4	17	85	5100
Inv 5	18	90	5400
Inv 6	17	85	5100
Inv 7	18	90	5400
Inv 8	17	85	5100
Inv 9	18	90	5400
Inv 10	17	85	5100
Inv 11	18	90	5400
Inv 12	17	85	5100
Inv 13	17	85	5100
Inv 14	17	85	5100
Inv 15	17	85	5100
Inv 16	17	85	5100
Inv 17	17	85	5100
Inv 18	17	85	5100
Inv 19	17	85	5100
Inv 20	17	85	5100
Inv 21	17	85	5100
Inv 22	17	85	5100
Inv 23	17	85	5100
Inv 24	17	85	5100
Total	414	2070	124200

C.5 Esquema completo da configuração da central de Lamelas

C.6 Especificações do Sensor de irradiação da central fotovoltaica

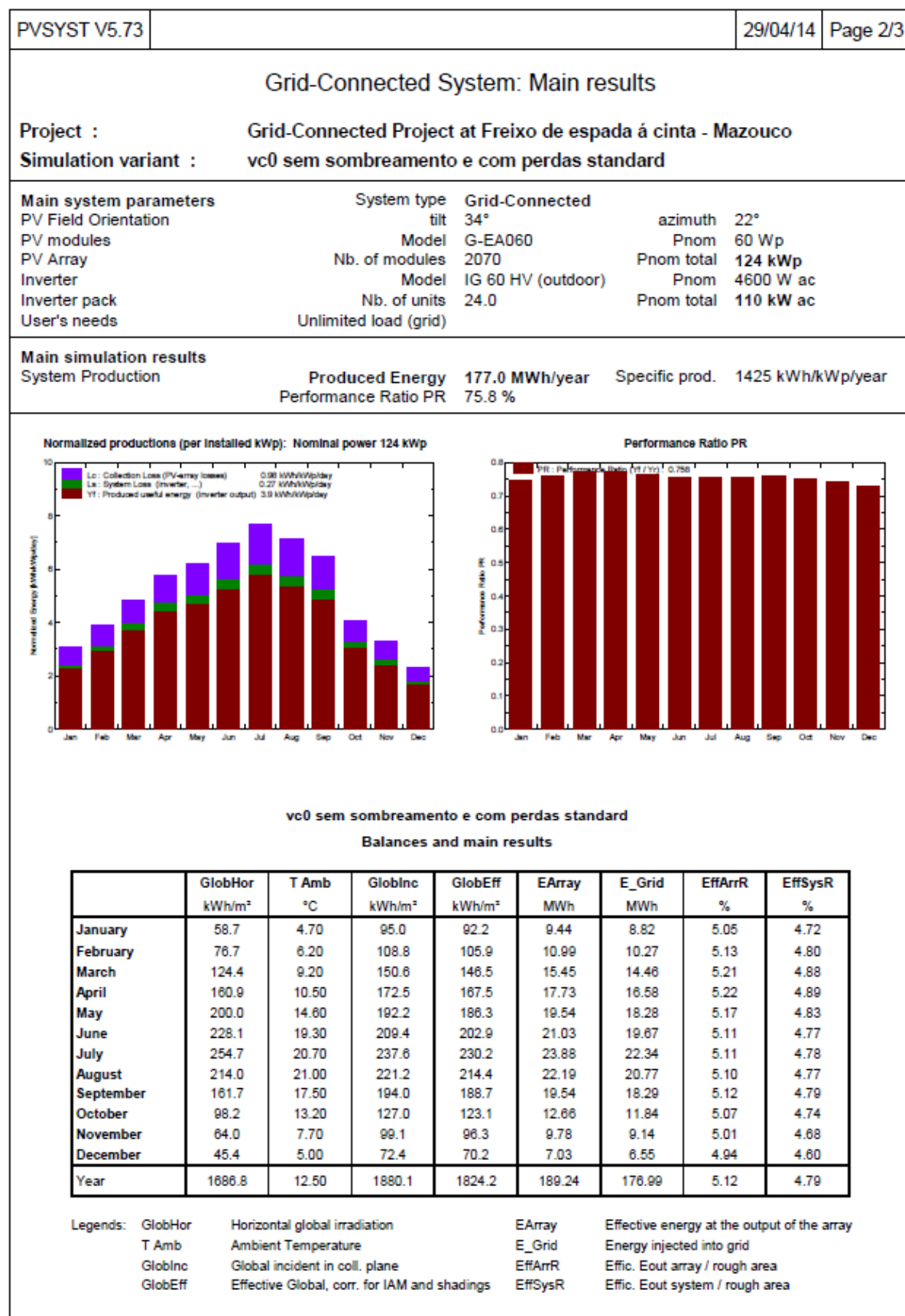


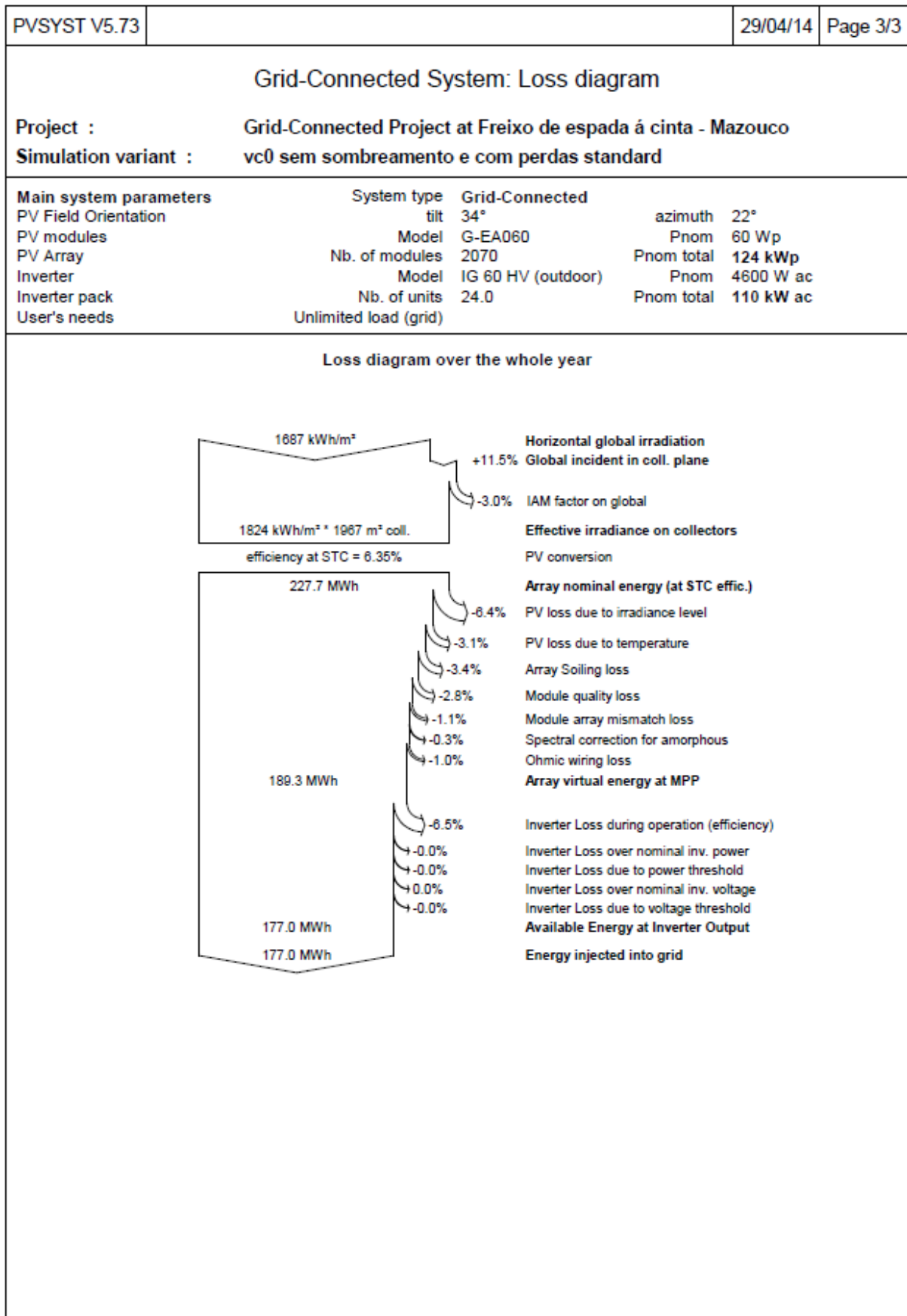
Technical data	
Sensor	Mono crystalline Si-Sensor
Sensor voltage	approx. 70 mV at 1.000 W/m ² (exact calibration voltage is written on the sensor)
Accuracy	±5 % (average over a year)
Ambient temperature	-40°C to +85°C
Design	Sensor is mounted on Z-shaped aluminium profile;
Dimensions (l x w x h)	110 x 40 x 40 mm
Cable	3 m Cu-cable; ferrules, UV-resistant
Max. cable length (distance: Sensor Card/Box - sensor)	30 m

ANEXO D – Anexos relativos ao subcapítulo 7.1

D.1 Relatório da 1ª simulação da secção 7.1.1

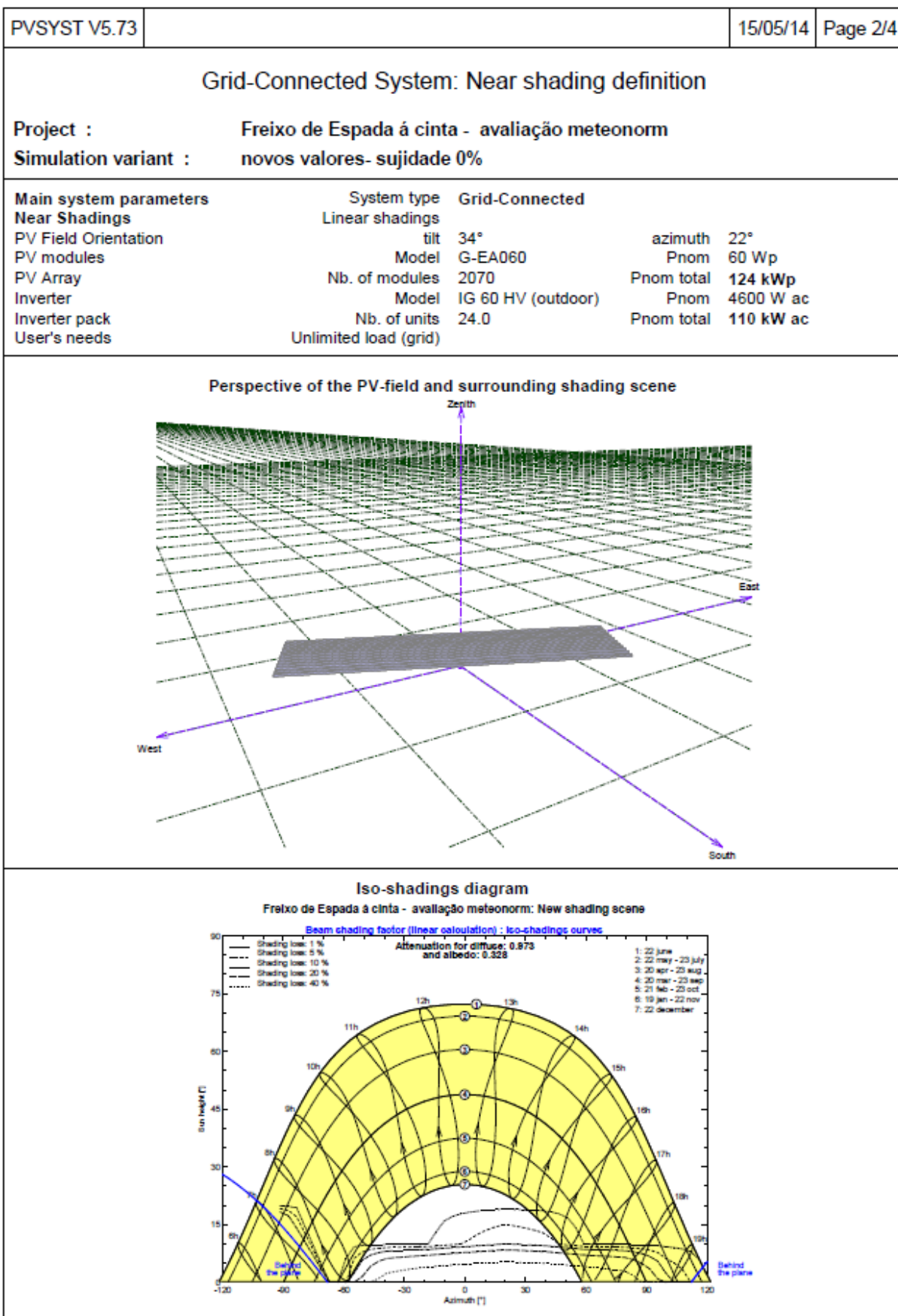
PVSYST V5.73				29/04/14	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Grid-Connected Project at Freixo de espada á cinta - Mazouco			
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		vc0 sem sombreamento e com perdas standard			
		Simulation date	29/04/14 11h53		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
		Manufacturer	Kaneka		
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:		Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC
Array#2:		Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC
Total		Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	51 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Array#2	18 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Global		Loss Fraction	1.5 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	3.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	2.5 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

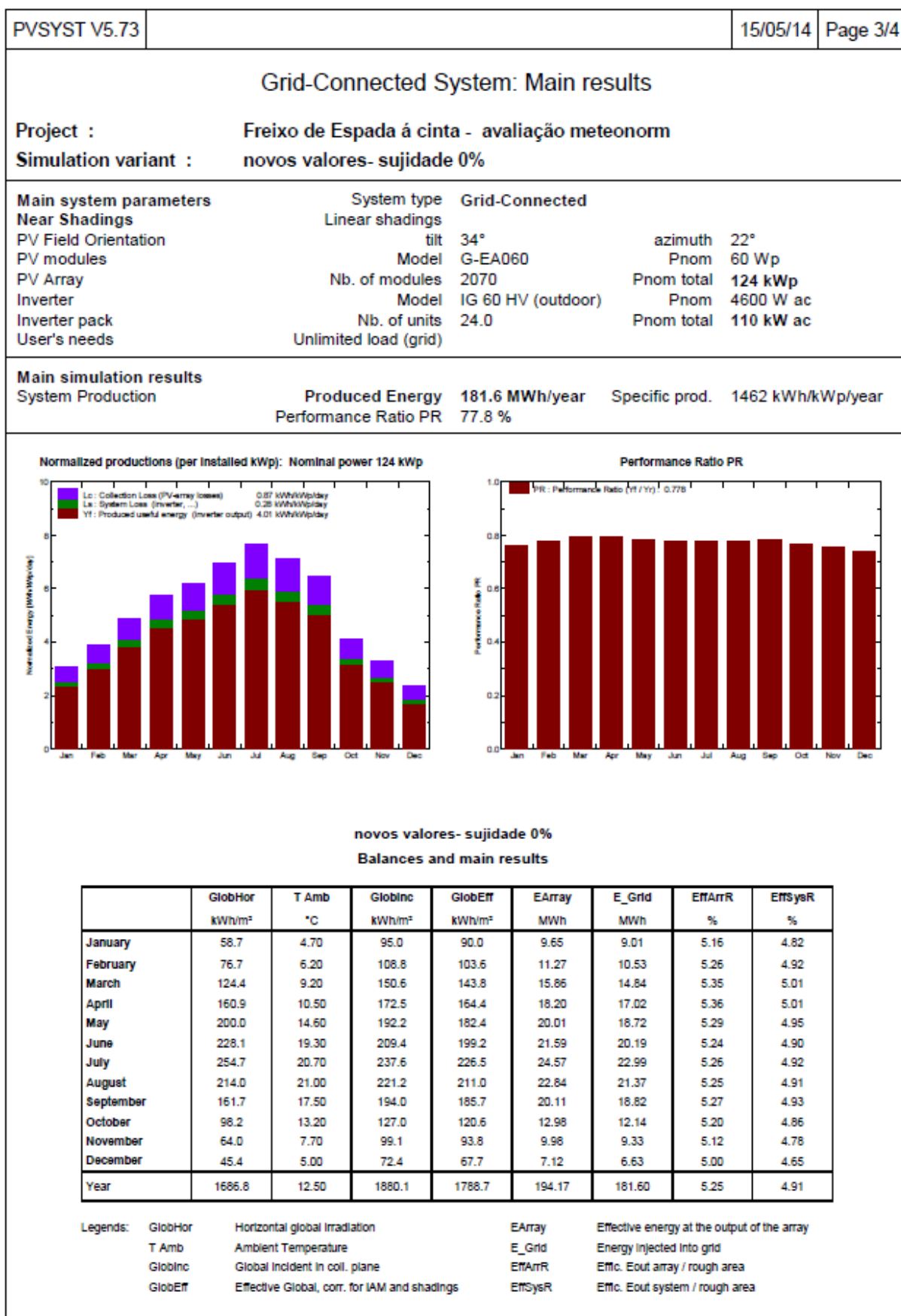


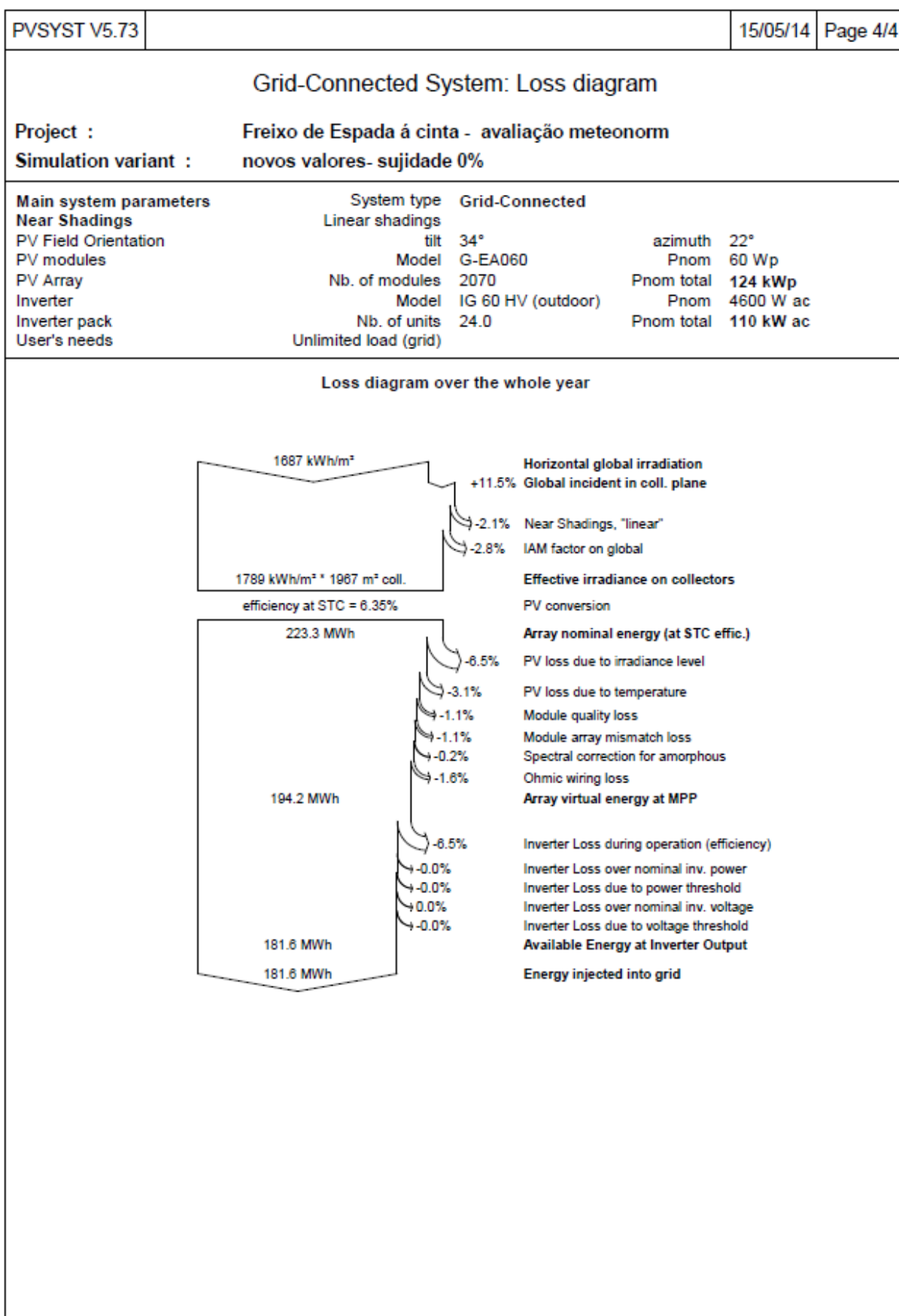


D.2 Relatório da 2ª simulação da secção 7.1.1

PVSYST V5.73					15/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm				
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO			Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0		Altitude	776 m
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		novos valores- sujidade 0%				
		Simulation date	15/05/14 16h11			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		Linear shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060		
		Manufacturer	Kaneka			
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A	
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules	
		Module area	1967 m²			
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)			
		Manufacturer	Fronius International			
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC		
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				

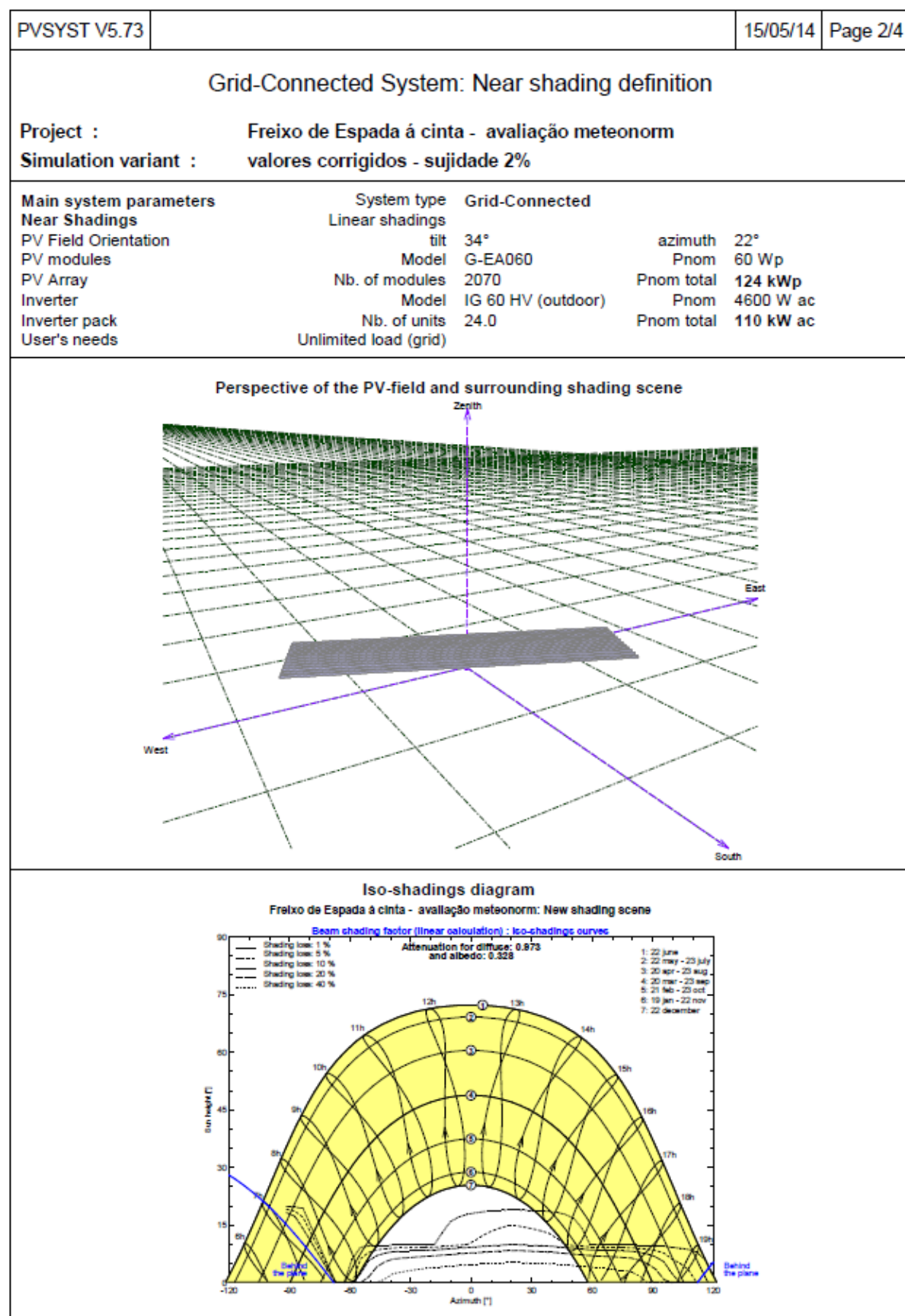


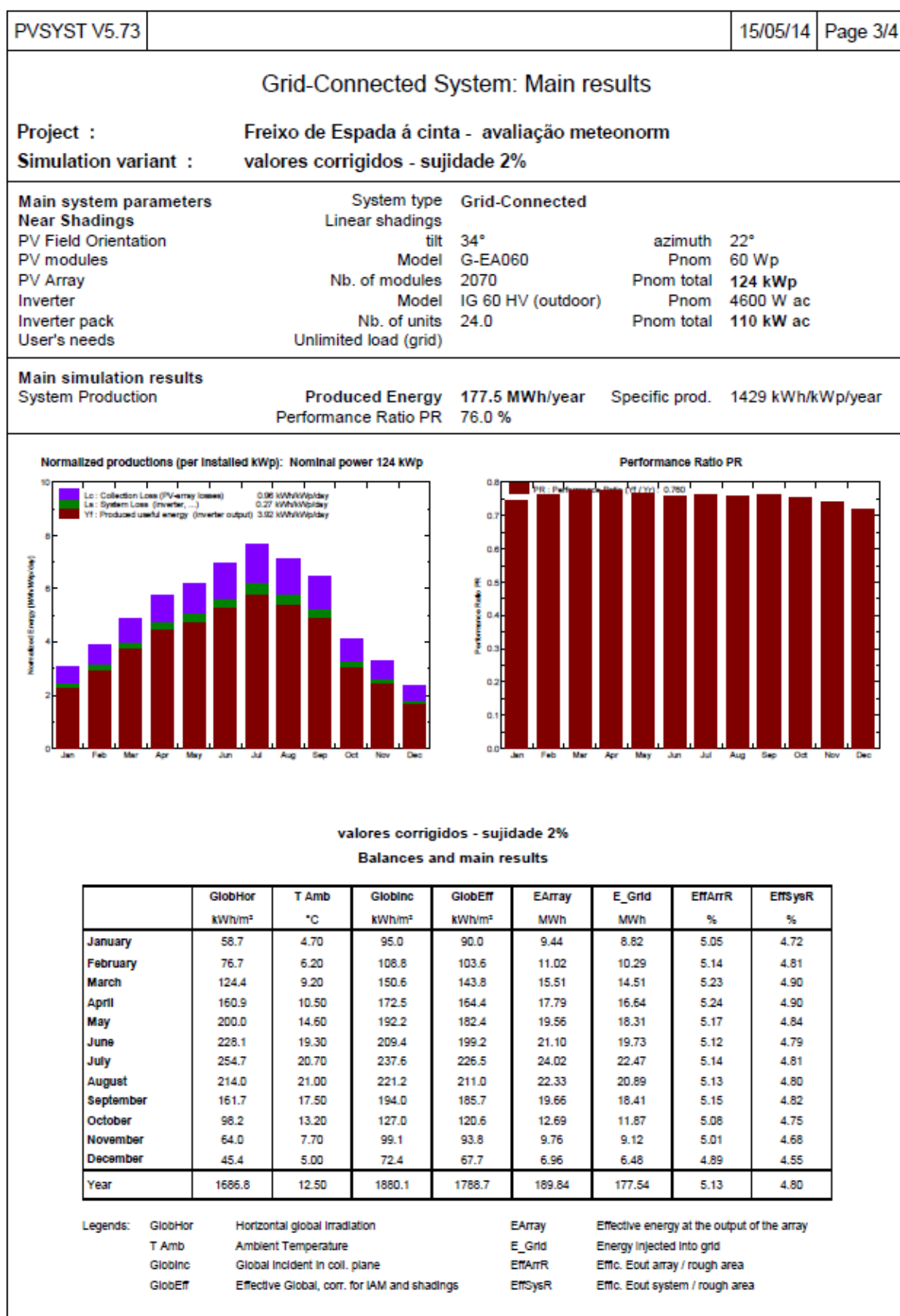




D.3 Relatório da 3ª simulação da secção 7.1.1

PVSYST V5.73					15/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm				
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO			Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0		Altitude	776 m
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		valores corrigidos - sujidade 2%				
		Simulation date	15/05/14 16h09			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		Linear shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060		
		Manufacturer	Kaneka			
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A	
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules	
		Module area	1967 m²			
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)			
		Manufacturer	Fronius International			
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC		
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC	
Array Soiling Losses				Loss Fraction	2.0 %	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				



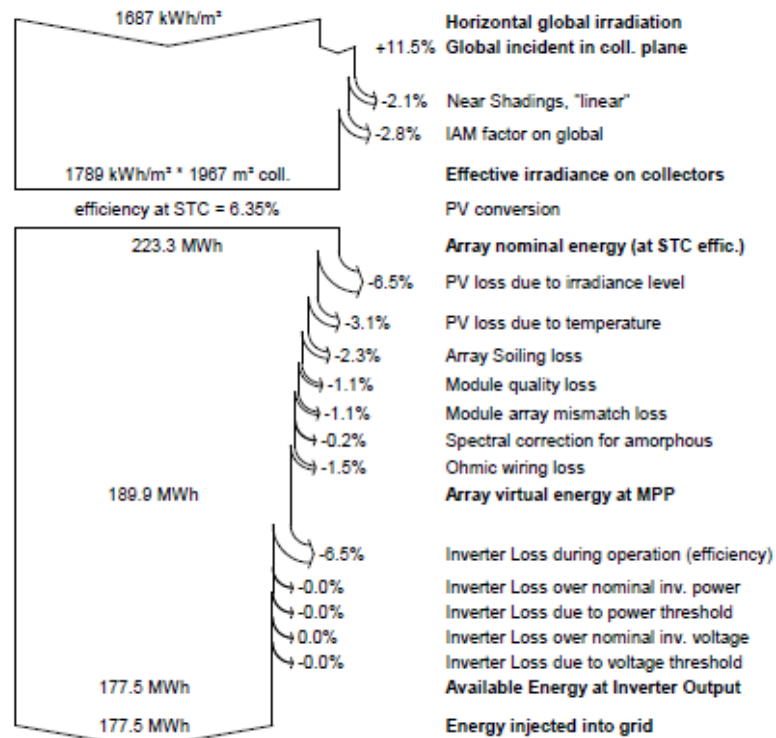


Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm
Simulation variant : valores corrigidos - sujidade 2%

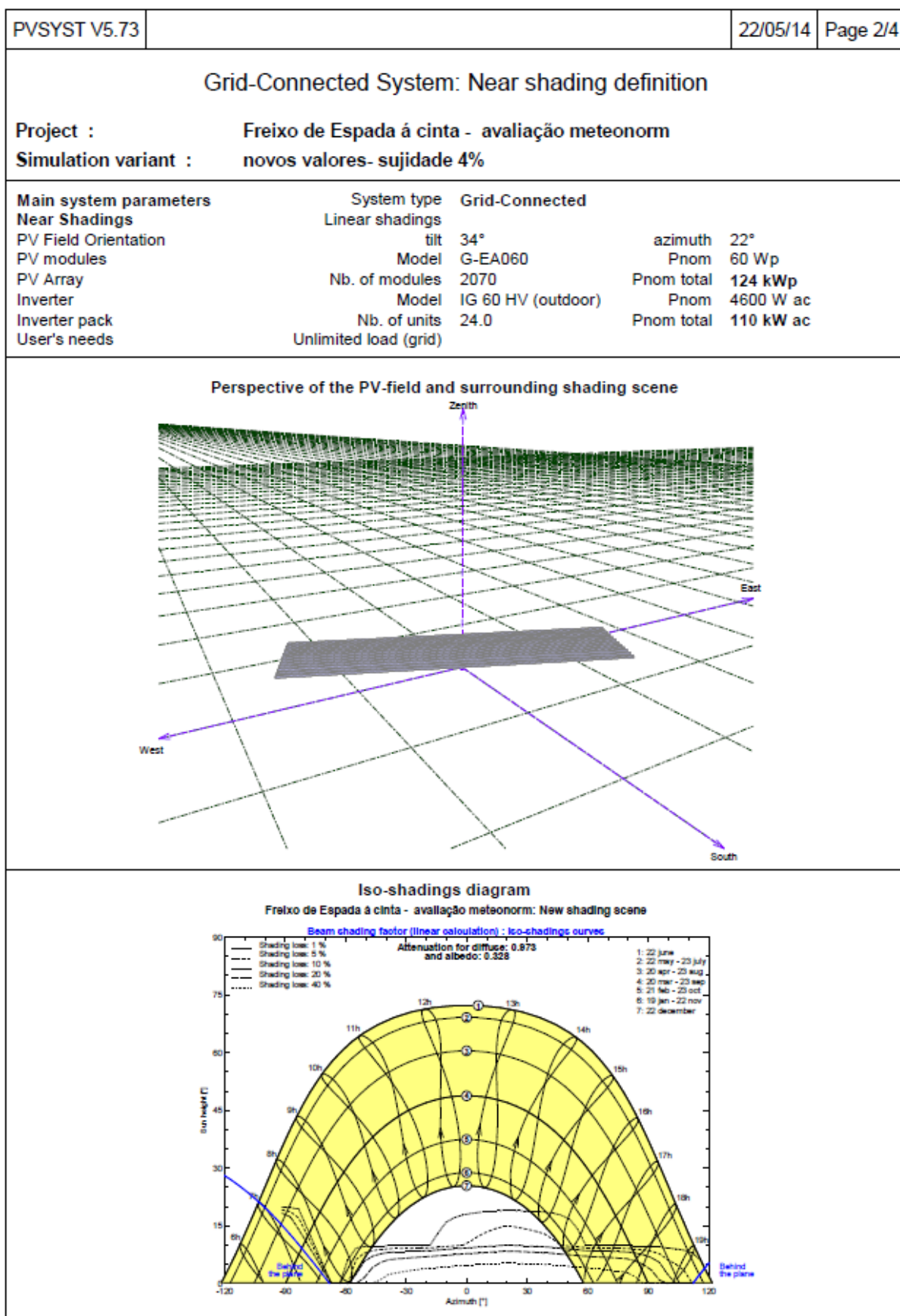
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	34°
PV modules	Model	G-EA060
PV Array	Nb. of modules	2070
Inverter	Model	IG 60 HV (outdoor)
Inverter pack	Nb. of units	24.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	22°
	Pnom	60 Wp
	Pnom total	124 kWp
	Pnom	4600 W ac
	Pnom total	110 kW ac

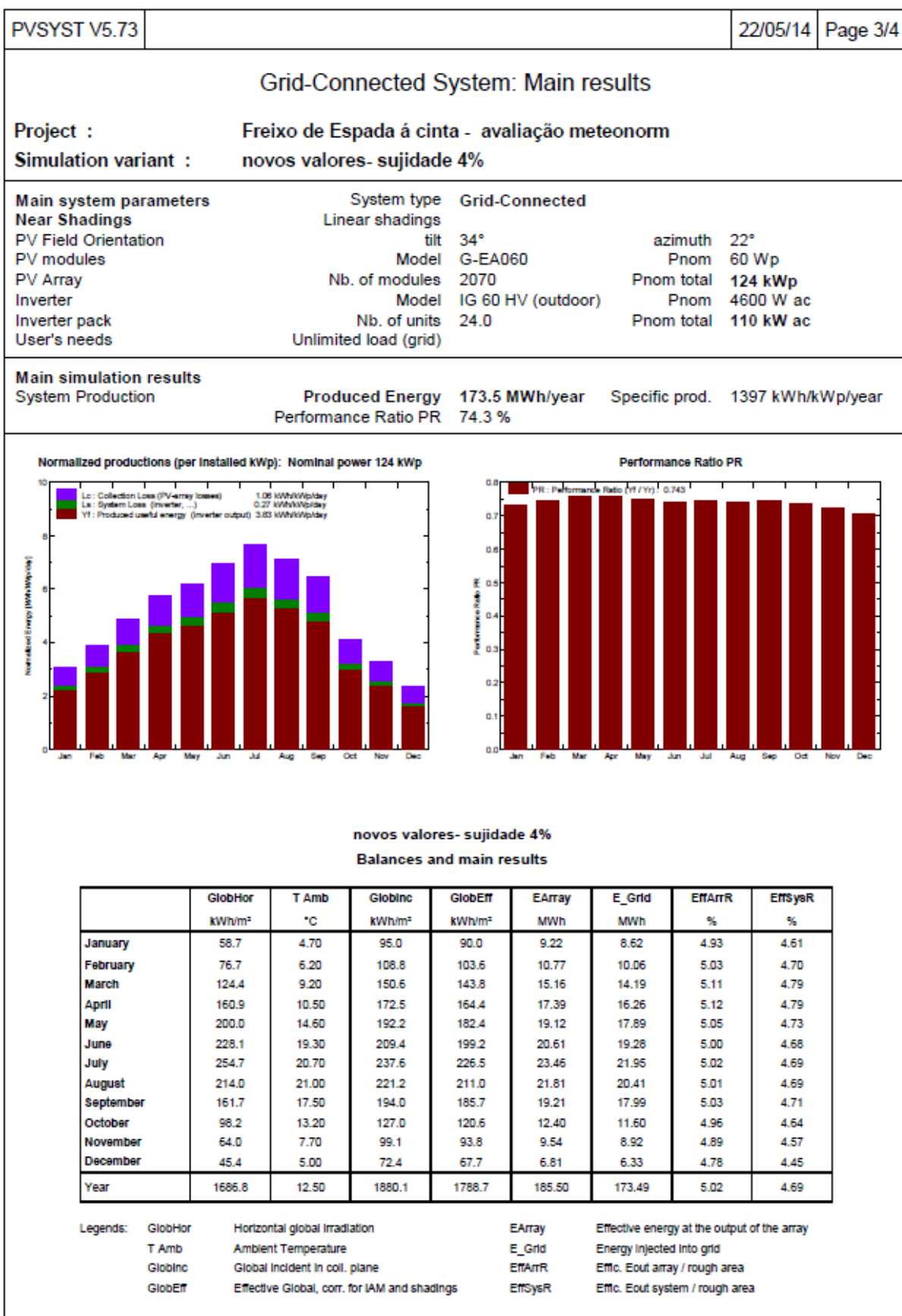
Loss diagram over the whole year

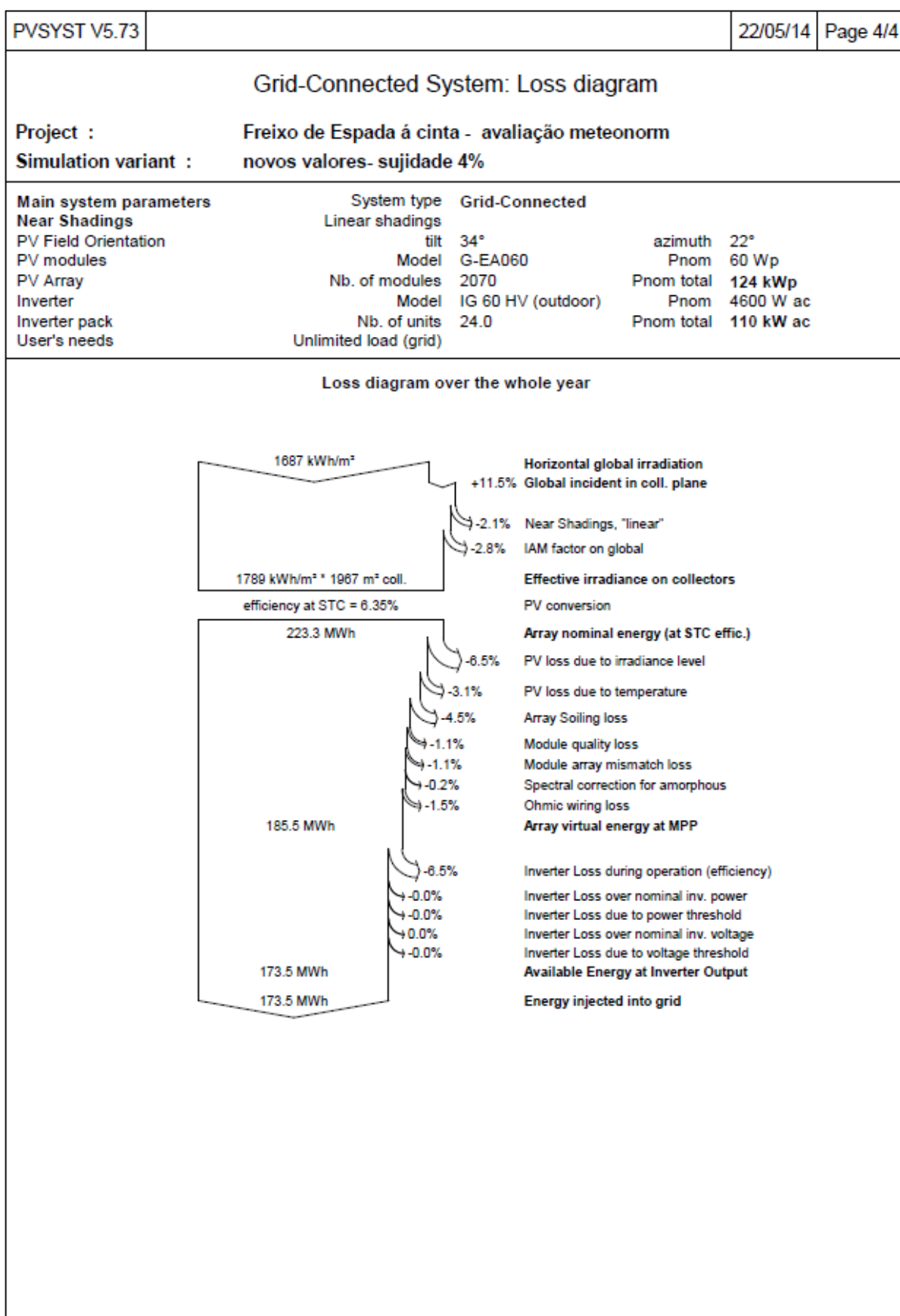


D.4 Relatório da 4ª simulação da secção 7.1.1

PVSYST V5.73				22/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm			
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		novos valores- sujidade 4%			
		Simulation date	22/05/14 10h13		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
		Manufacturer	Kaneka		
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC	
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC	
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	4.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

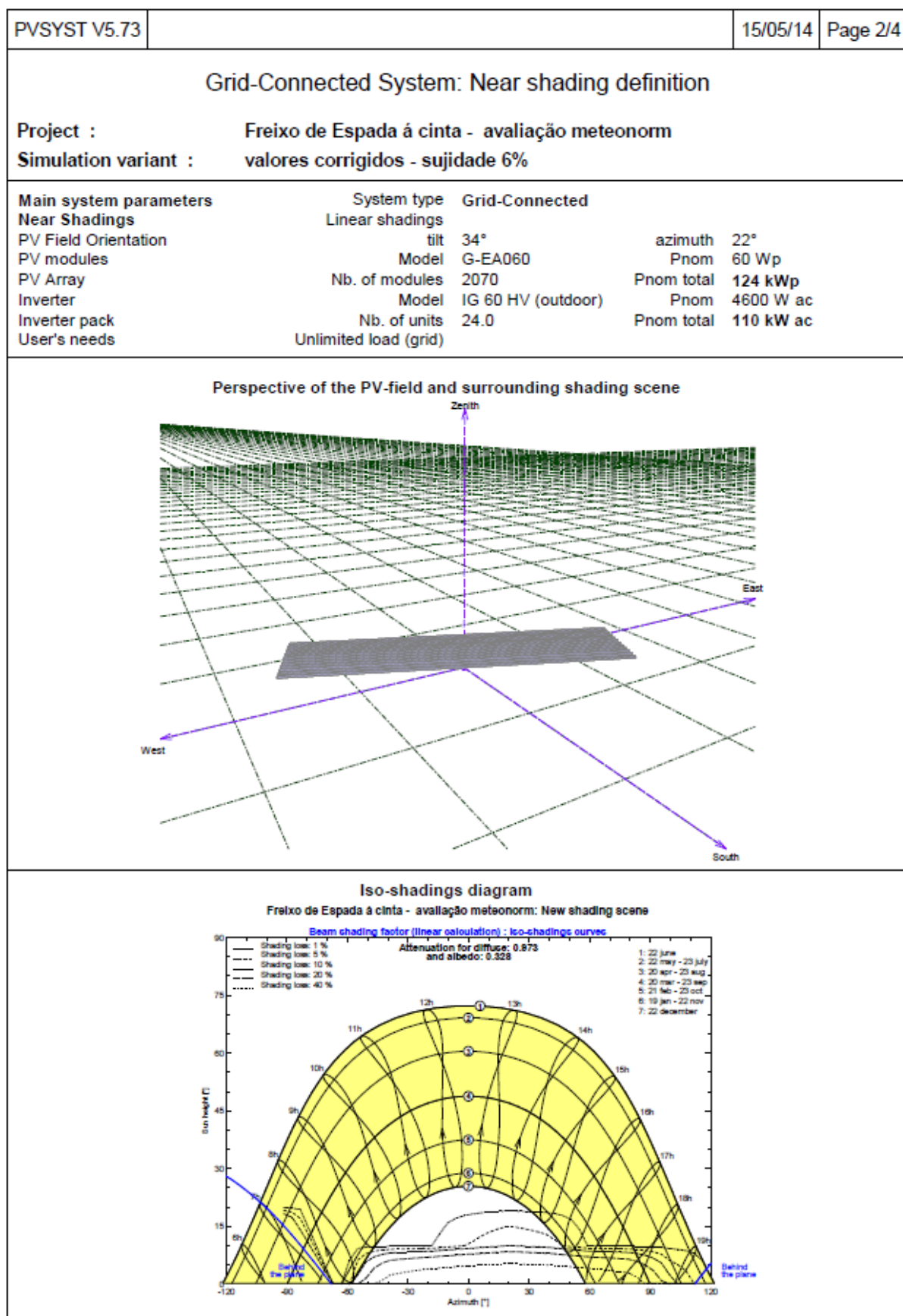


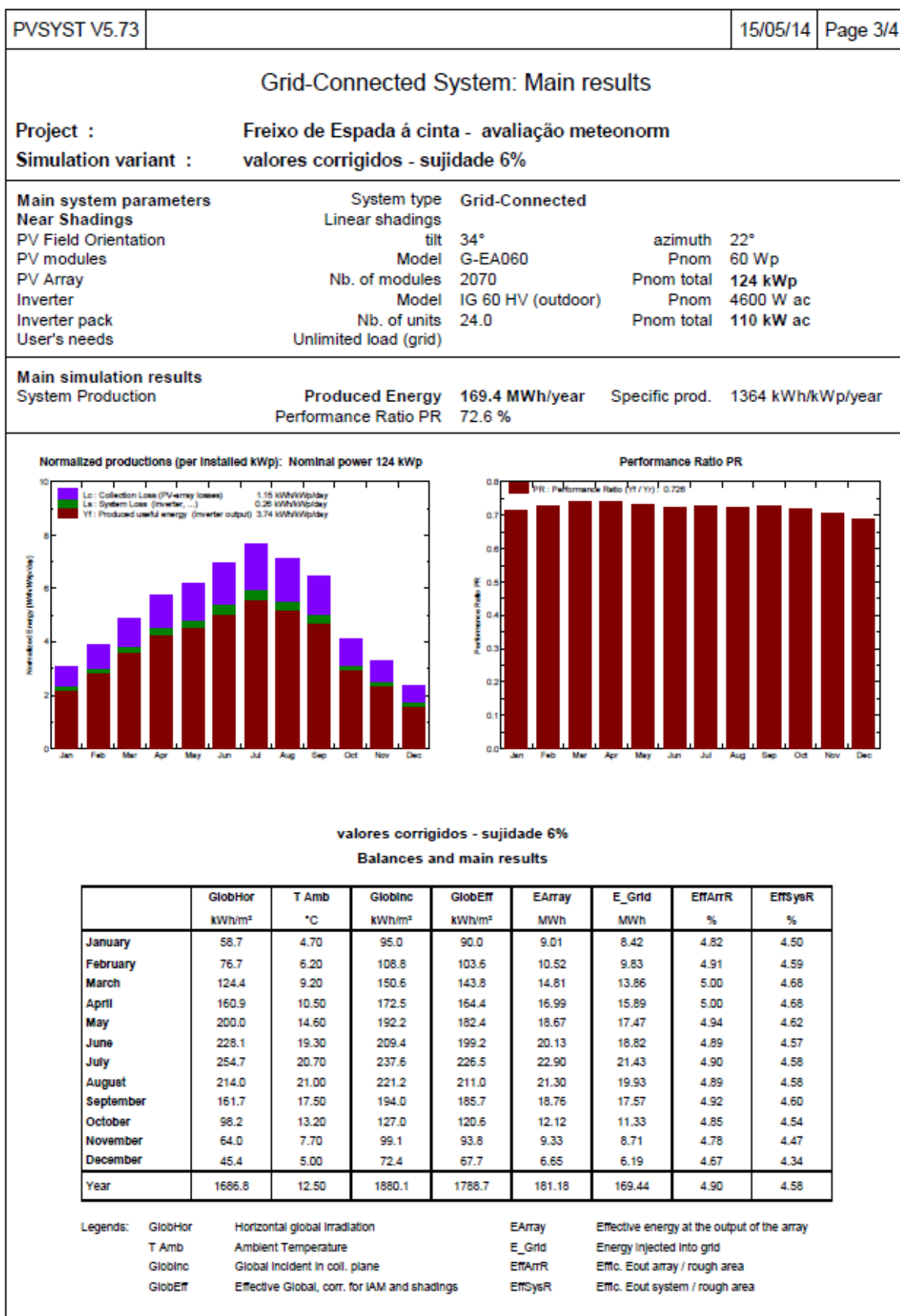


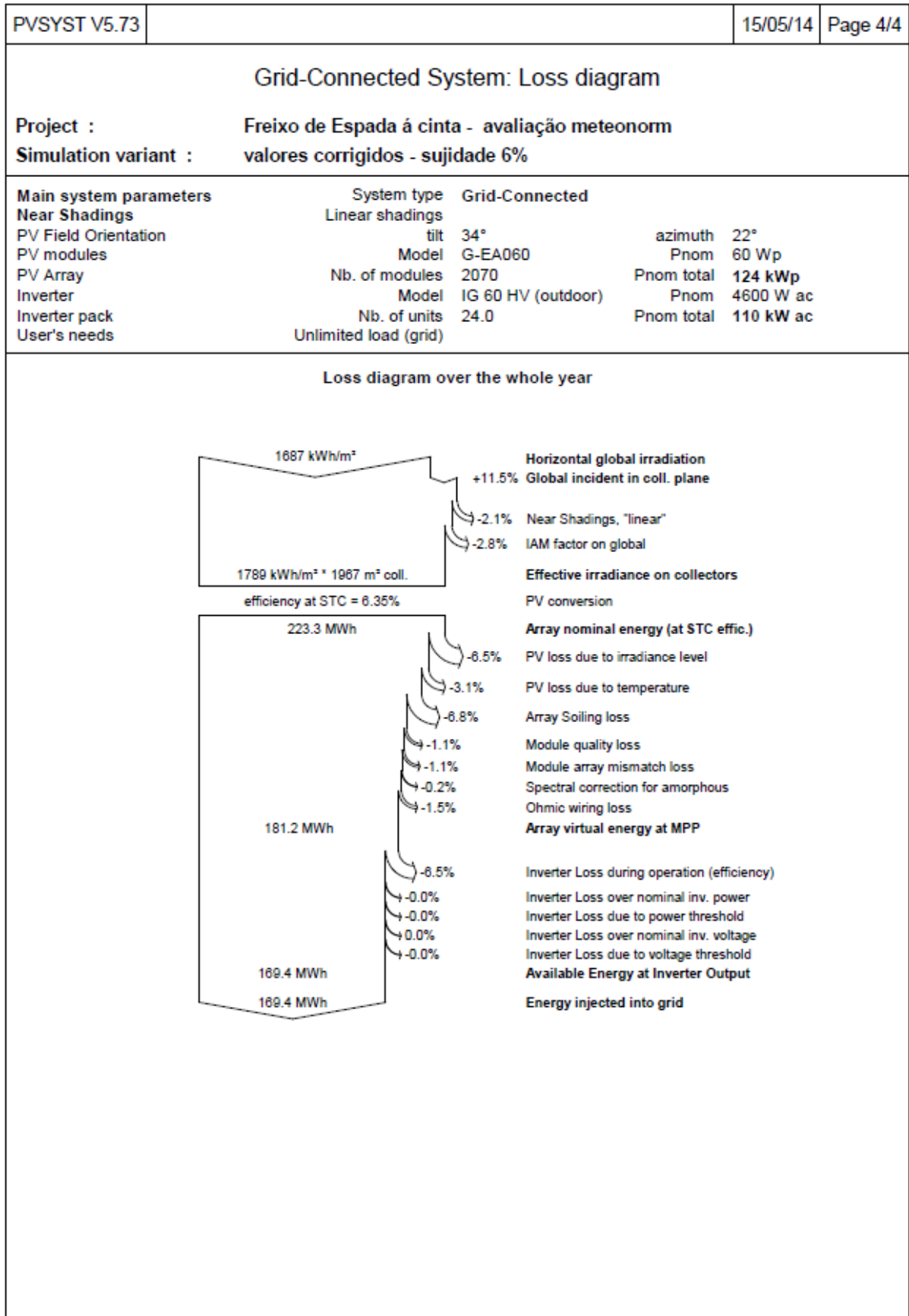


D.5 Relatório da 5ª simulação da secção 7.1.1

PVSYST V5.73		15/05/14		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm			
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		valores corrigidos - sujidade 6%			
		Simulation date	15/05/14 16h07		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
		Manufacturer	Kaneka		
Array#1: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:		Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC
Array#2:		Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC
Total		Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

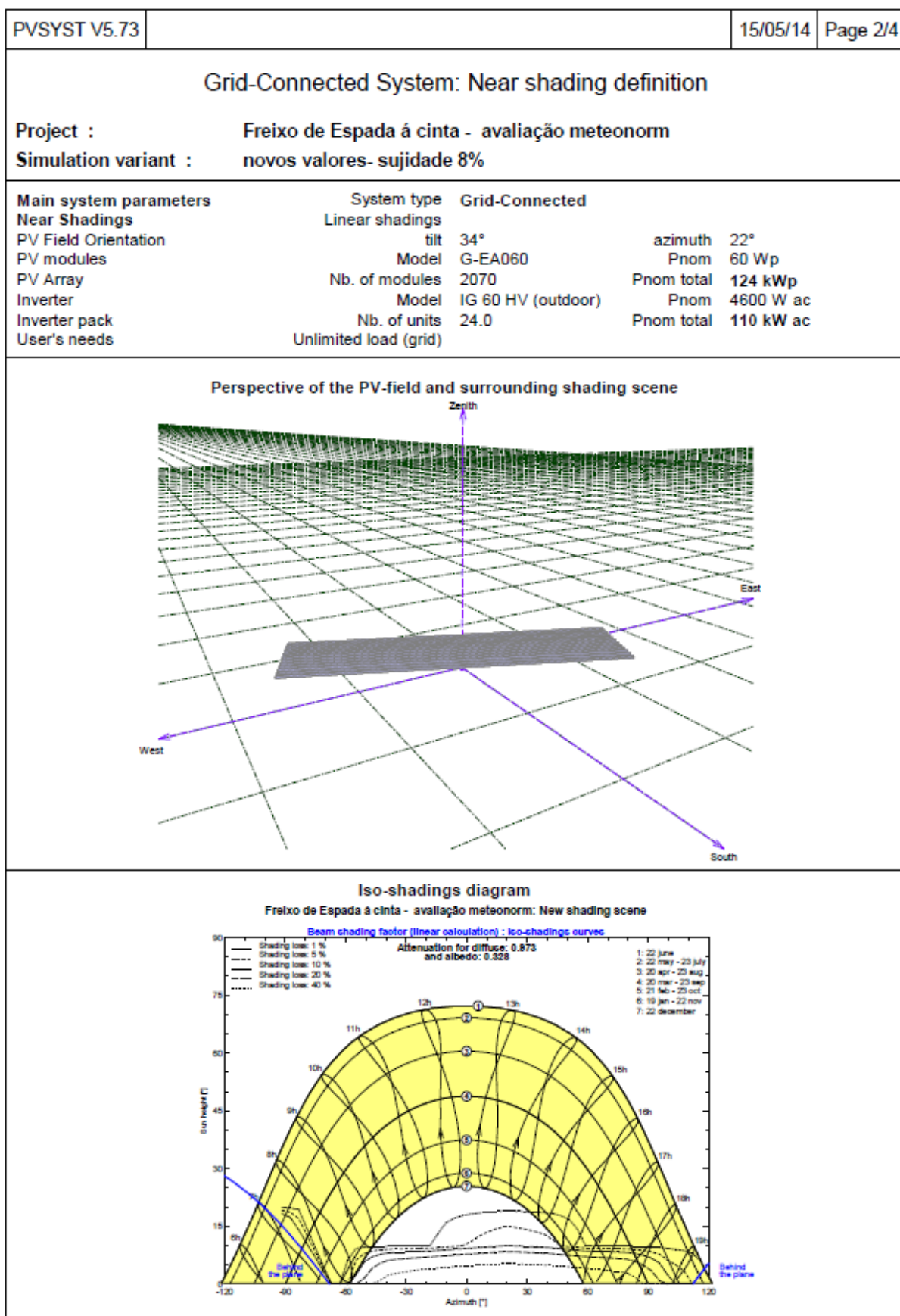


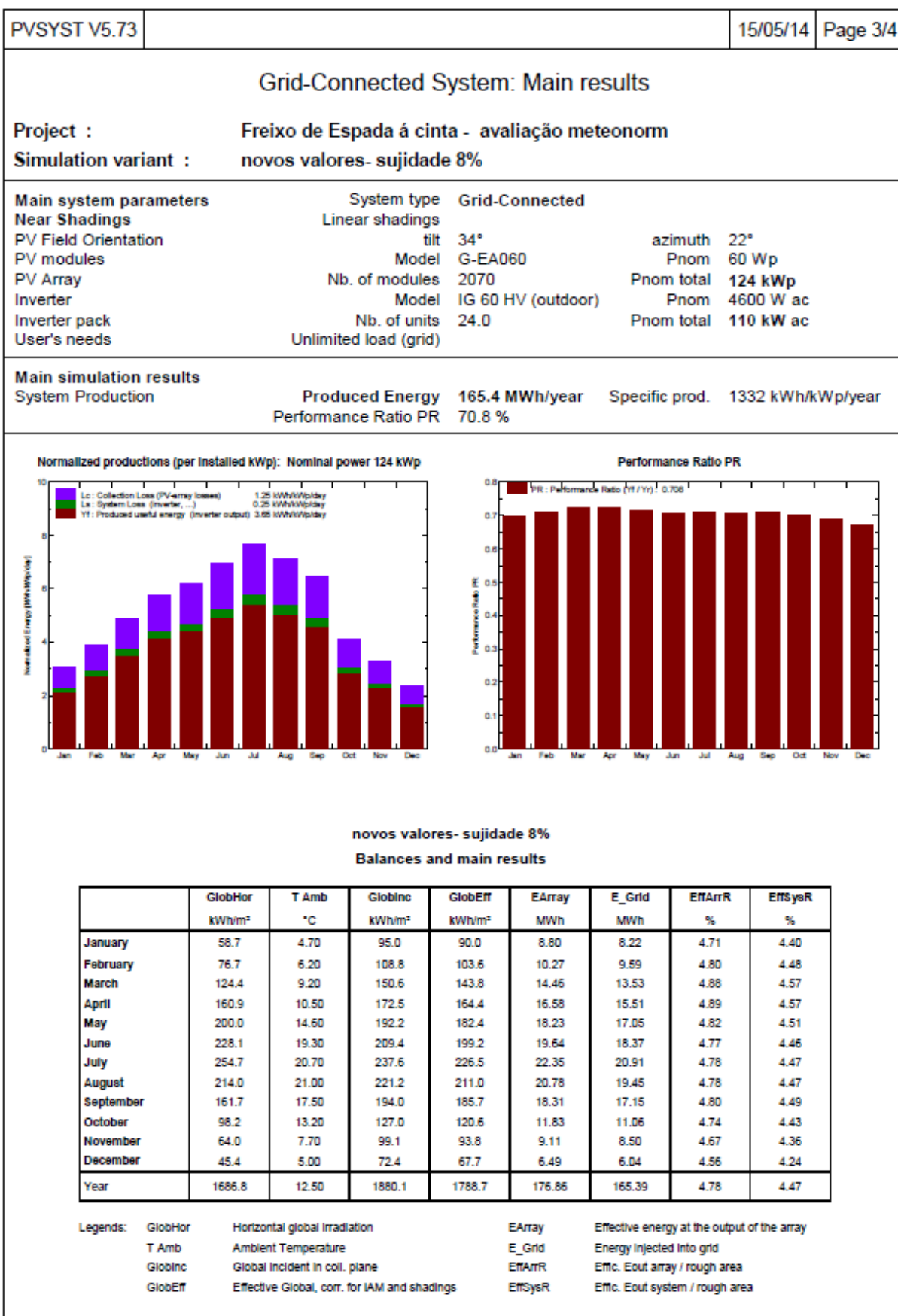


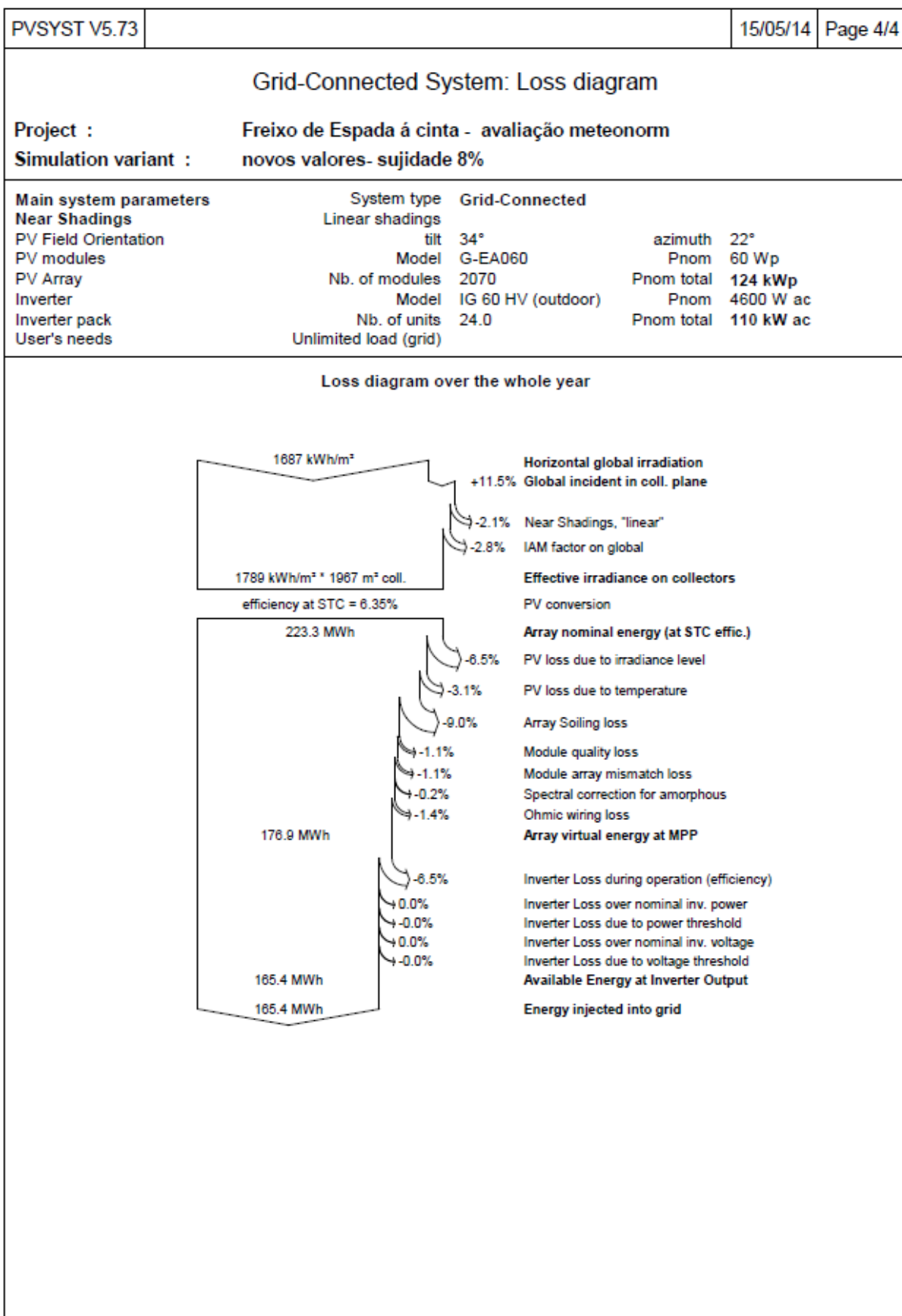


D.6 Relatório da secção 7.1.1 com perdas de sujidade de 8% e com consideração do sombreamento dos painéis fotovoltaicos.

PVSYST V5.73					15/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm				
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal	
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0		Altitude 776 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		novos valores- sujidade 8%				
		Simulation date		15/05/14 16h13		
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		Linear shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060		
		Manufacturer	Kaneka			
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A	
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules	
		Module area	1967 m²			
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)			
		Manufacturer	Fronius International			
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC		
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC	
Array Soiling Losses				Loss Fraction	8.0 %	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				

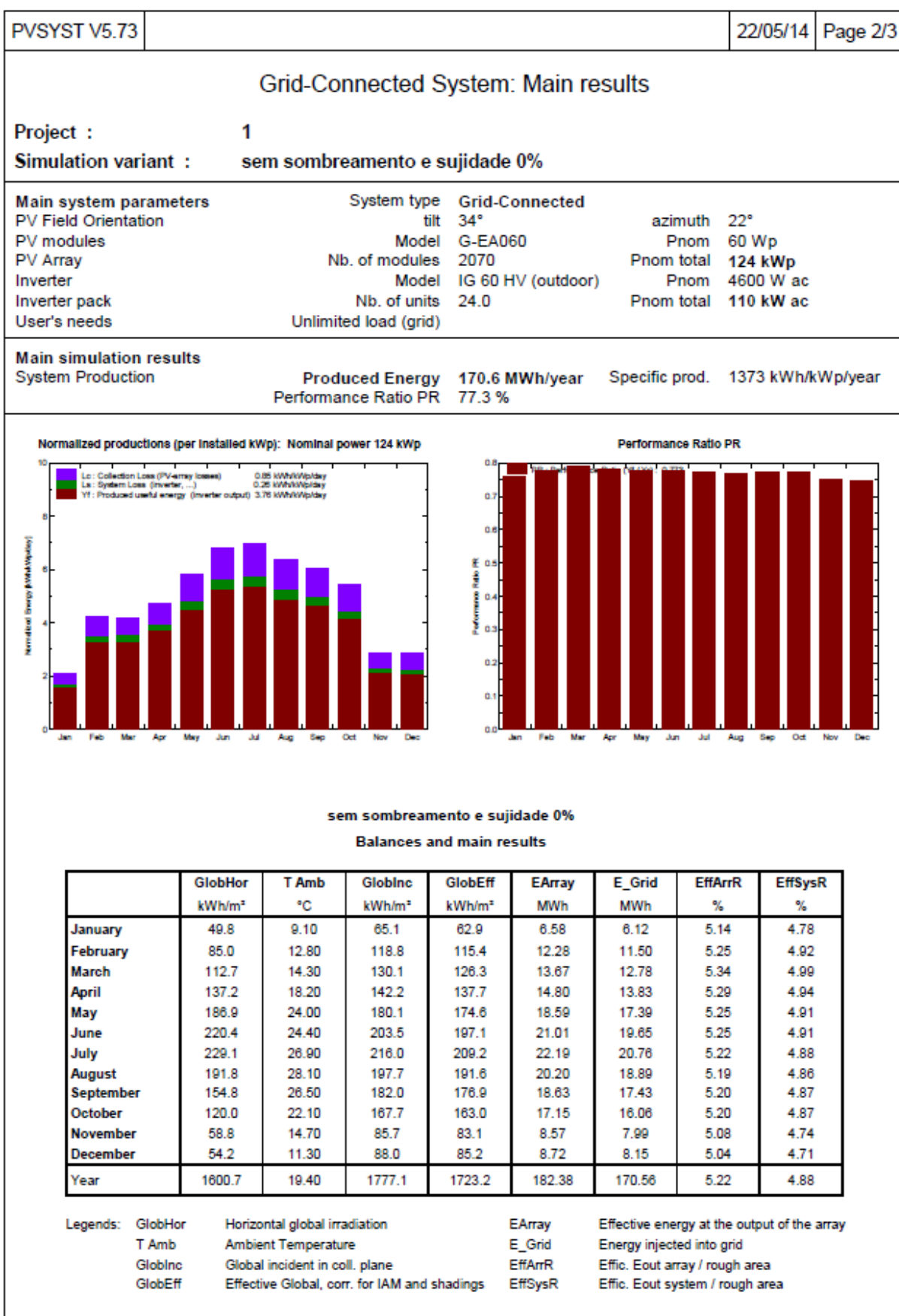


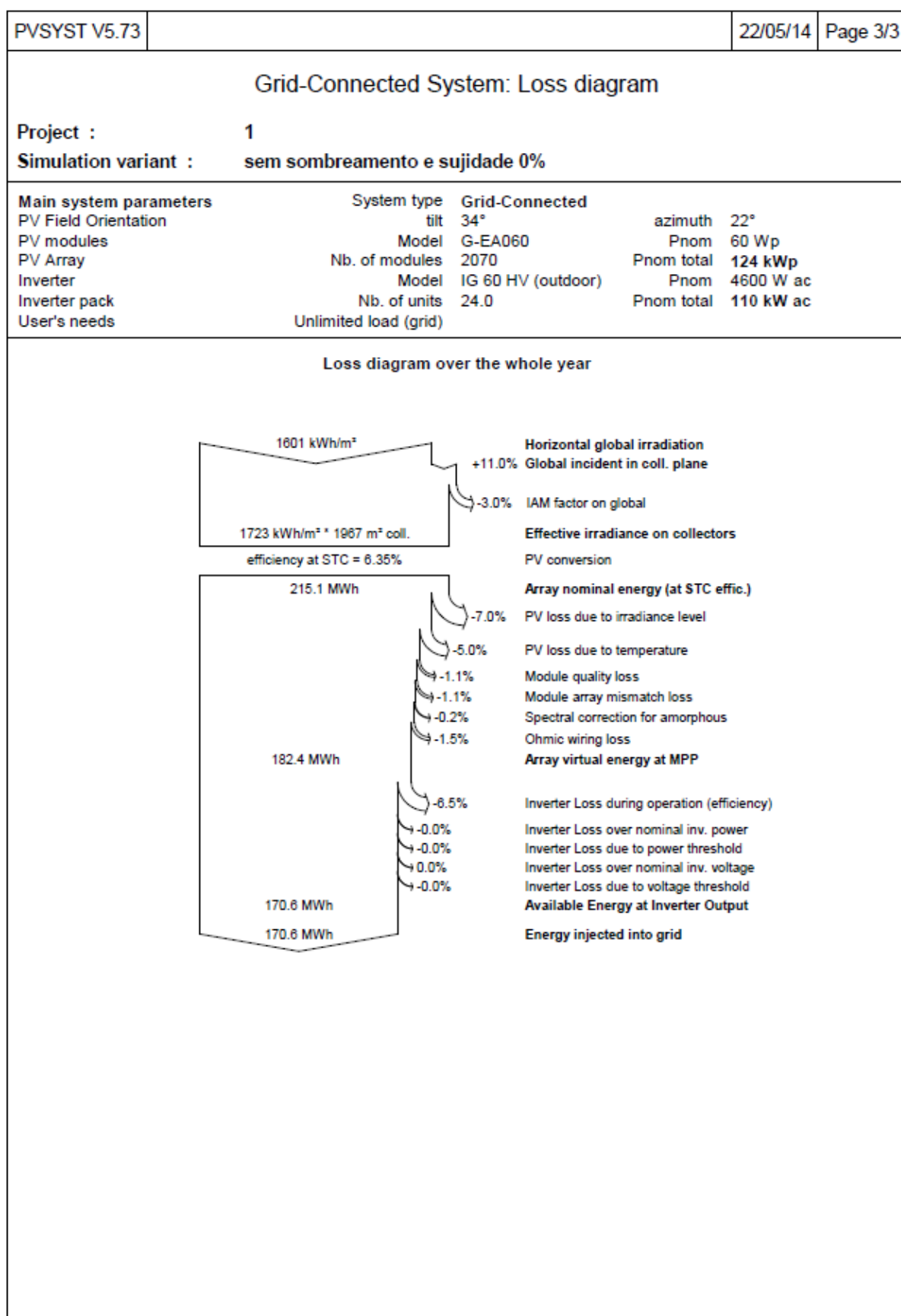




D.7 Relatório da 1ª simulação da secção 7.1.2

PVSYST V5.73					22/05/14	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		1				
Geographical Site		Freixo de Espada à Cinta - Mazouço				Country Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data :		1				
Simulation variant :		sem sombreamento e sujidade 0%				
		Simulation date	22/05/14 09h52			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		No Shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060		
		Manufacturer	Kaneka			
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A	
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules	
		Module area	1967 m²			
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)			
		Manufacturer	Fronius International			
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC		
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	28 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Array#2	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				





D.8 Relatório da 2ª simulação da secção 7.1.2

PVSYST V5.73					22/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :	1					
Geographical Site	Freixo de Espada à Cinta - Mazouço				Country	Portugal
Situation	Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W		
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m		
	Albedo	0.20				
Meteo data :	1					
Simulation variant :	com sombreamento e com sujidade de 2%					
	Simulation date	22/05/14 09h55				
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation	Tilt	34°	Azimuth	22°		
Horizon	Free Horizon					
Near Shadings	Linear shadings					
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module	a-Si:H single	Model	G-EA060			
	Manufacturer	Kaneka				
Array#1: Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings		
Total number of PV modules	Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp		
Array global power	Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)		
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	315 V	I mpp	276 A		
Array#2: Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings		
Total number of PV modules	Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp		
Array global power	Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)		
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	315 V	I mpp	97 A		
Total Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules		
	Module area	1967 m²				
Inverter	Model	IG 60 HV (outdoor)				
	Manufacturer	Fronius International				
	Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC		
Array#1:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC		
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s		
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT	45 °C		
Wiring Ohmic Loss	Array#1	28 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC		
	Array#2	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC		
	Global		Loss Fraction	2.3 % at STC		
Array Soiling Losses			Loss Fraction	2.0 %		
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.0 %		
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP		
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05		
User's needs :	Unlimited load (grid)					

PVSYST V5.73	22/05/14	Page 2/4
--------------	----------	----------

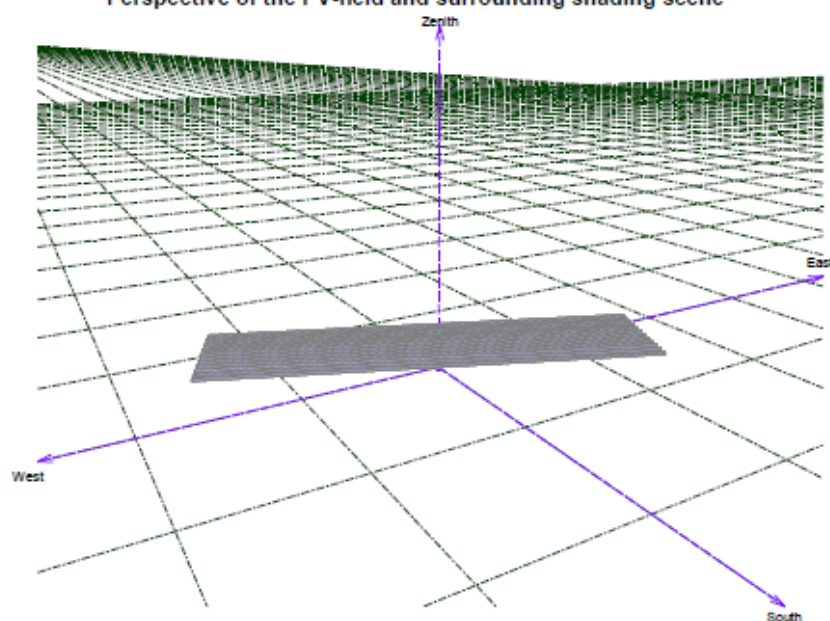
Grid-Connected System: Near shading definition

Project : 1

Simulation variant : com sombreamento e com sujidade de 2%

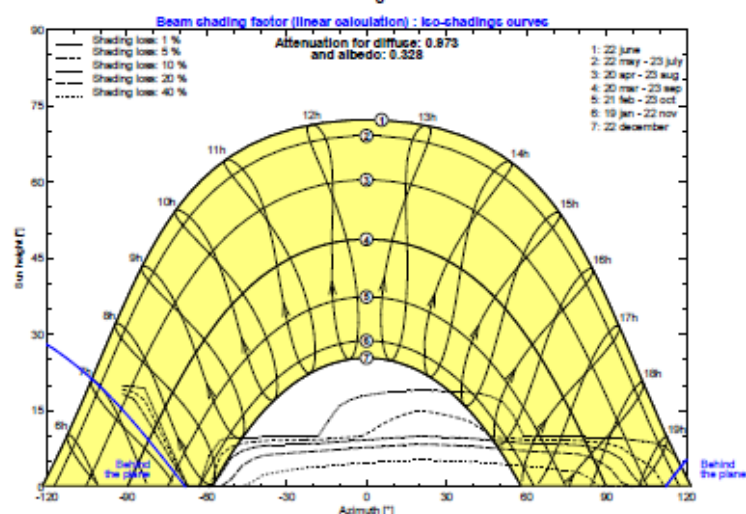
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	34°	azimuth	22°
PV modules	Model	G-EA060	Pnom	60 Wp
PV Array	Nb. of modules	2070	Pnom total	124 kWp
Inverter	Model	IG 60 HV (outdoor)	Pnom	4600 W ac
Inverter pack	Nb. of units	24.0	Pnom total	110 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

1: New shading scene

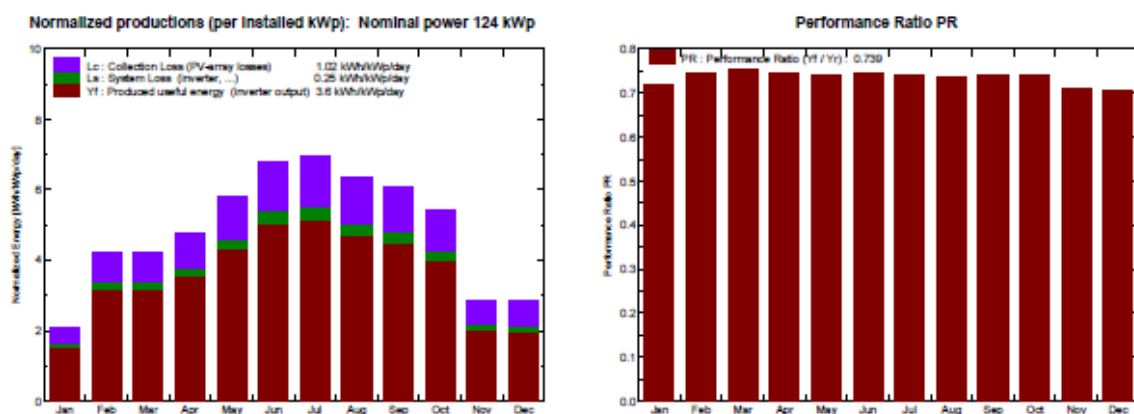


Grid-Connected System: Main results

Project : 1
Simulation variant : com sombreamento e com sujidade de 2%

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
Near Shadings		Linear shadings		
PV Field Orientation		tilt	34°	azimuth 22°
PV modules		Model	G-EA060	Pnom 60 Wp
PV Array		Nb. of modules	2070	Pnom total 124 kWp
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)	Pnom 4600 W ac
Inverter pack		Nb. of units	24.0	Pnom total 110 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

Main simulation results			
System Production	Produced Energy	163.1 MWh/year	Specific prod. 1313 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	73.9 %	

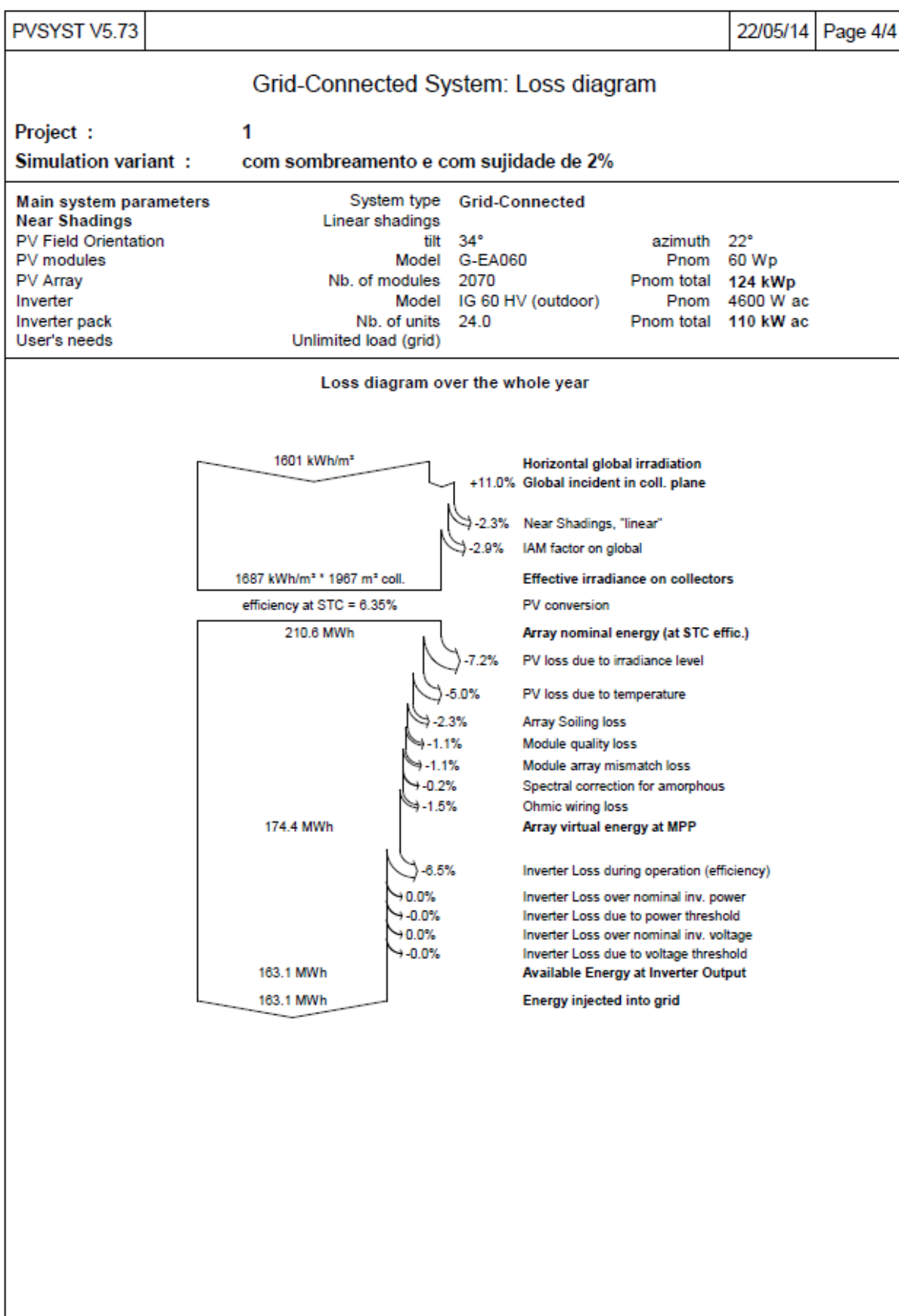


com sombreamento e com sujidade de 2%

Balances and main results

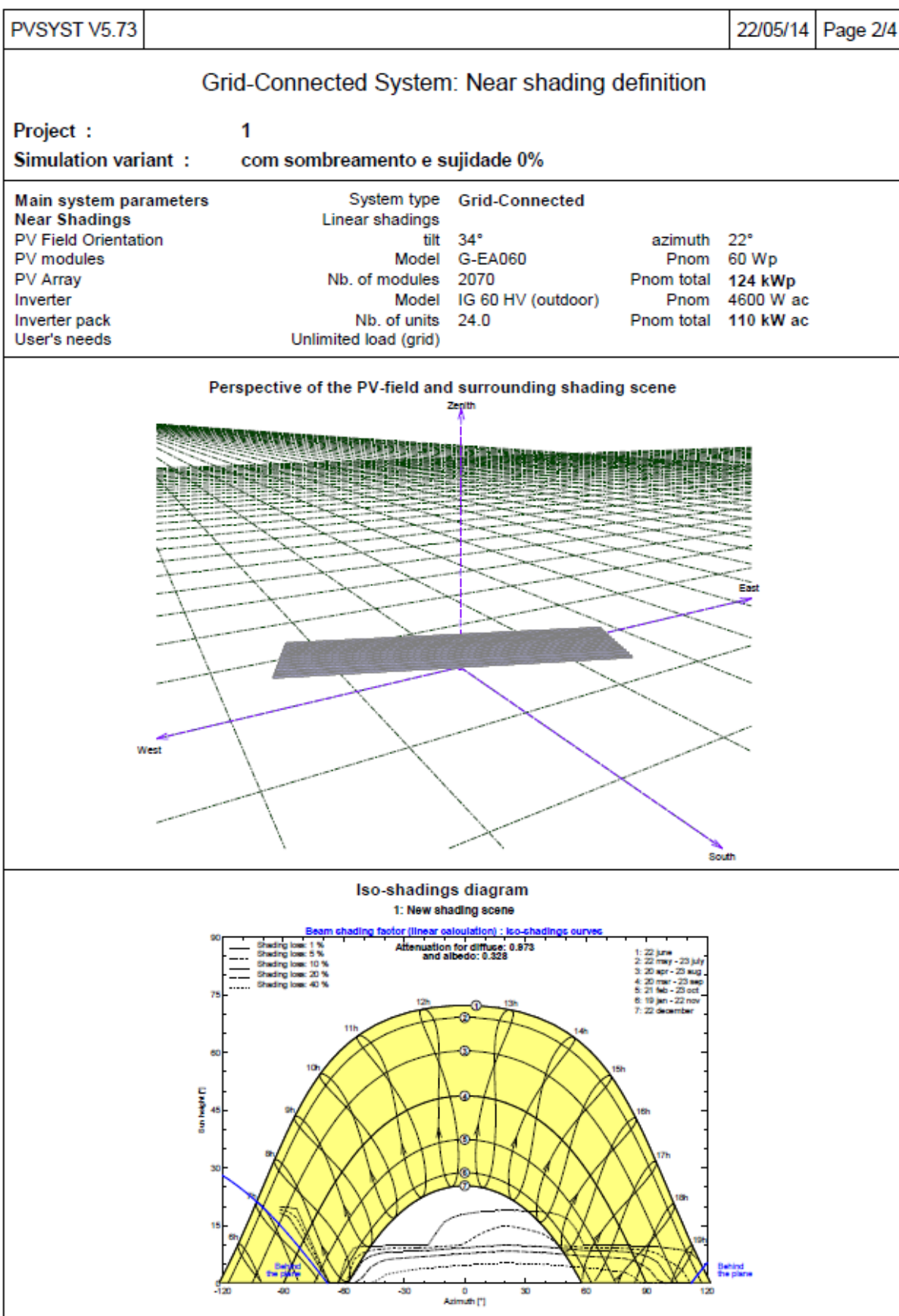
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	49.8	9.10	65.1	61.2	6.25	5.81	4.88	4.54
February	85.0	12.80	118.8	112.8	11.74	10.99	5.02	4.70
March	112.7	14.30	130.1	123.8	13.08	12.22	5.11	4.77
April	137.2	18.20	142.2	134.6	14.12	13.20	5.05	4.72
May	186.9	24.00	180.1	171.0	17.76	16.61	5.01	4.69
June	220.4	24.40	203.5	193.3	20.11	18.81	5.02	4.70
July	229.1	26.90	216.0	205.4	21.26	19.89	5.00	4.68
August	191.8	28.10	197.7	188.2	19.36	18.12	4.98	4.66
September	154.8	26.50	182.0	174.0	17.89	16.73	5.00	4.67
October	120.0	22.10	167.7	160.1	16.47	15.42	4.99	4.67
November	58.8	14.70	85.7	80.6	8.13	7.58	4.82	4.50
December	54.2	11.30	88.0	82.1	8.24	7.69	4.76	4.44
Year	1600.7	19.40	1777.1	1687.3	174.41	163.08	4.99	4.66

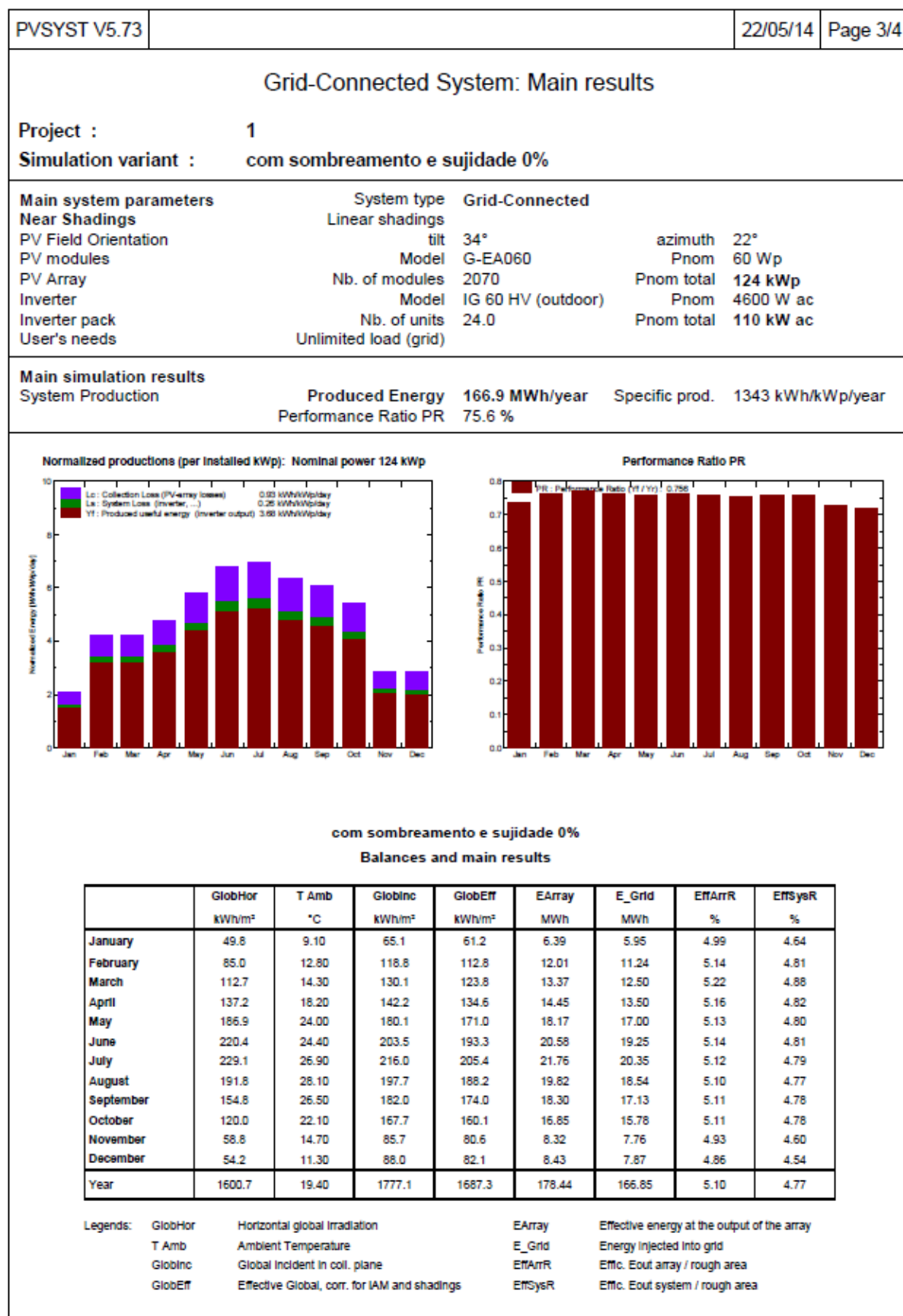
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effc. Eout array / rough area
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effc. Eout system / rough area

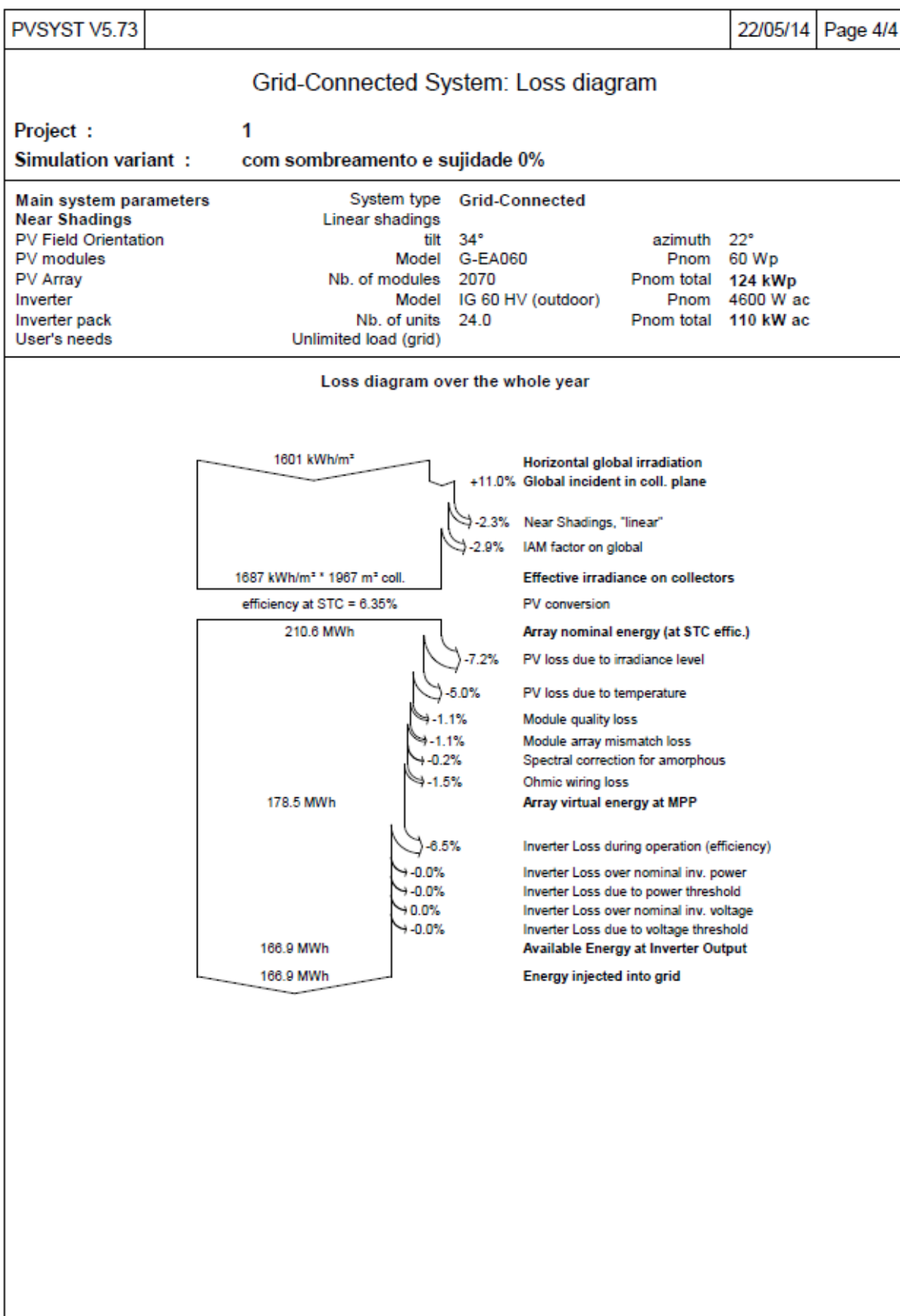


D.9 Relatório da secção 7.1.2 com perdas de sujidade de 0% e com consideração do sombreamento dos painéis fotovoltaicos.

PVSYST V5.73				22/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		1			
Geographical Site		Freixo de Espada à Cinta - Mazouço		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		1			
Simulation variant :		com sombreamento e sujidade 0%			
		Simulation date	22/05/14 09h54		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
		Manufacturer	Kaneka		
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC	
Array#2:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC	
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	28 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

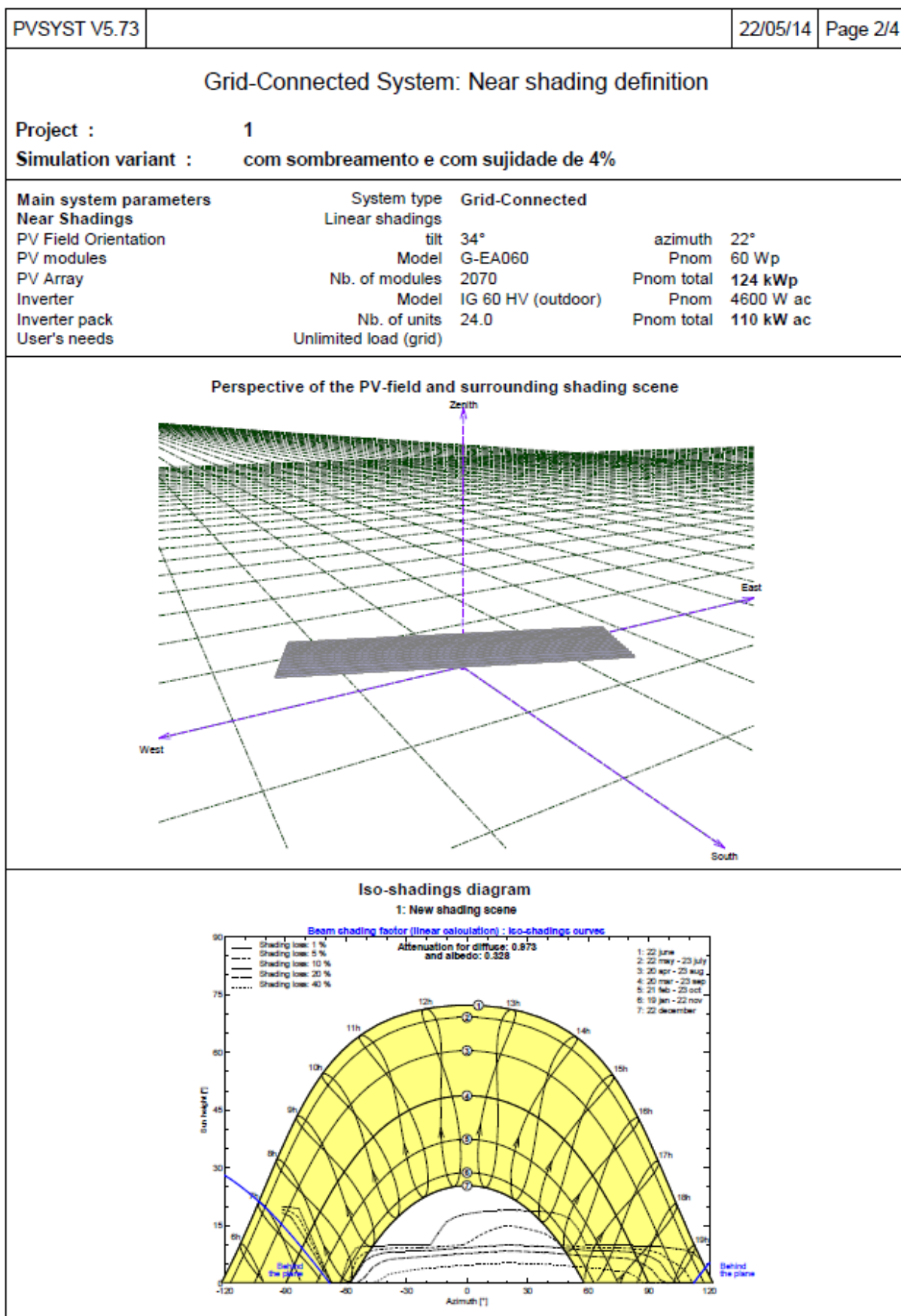


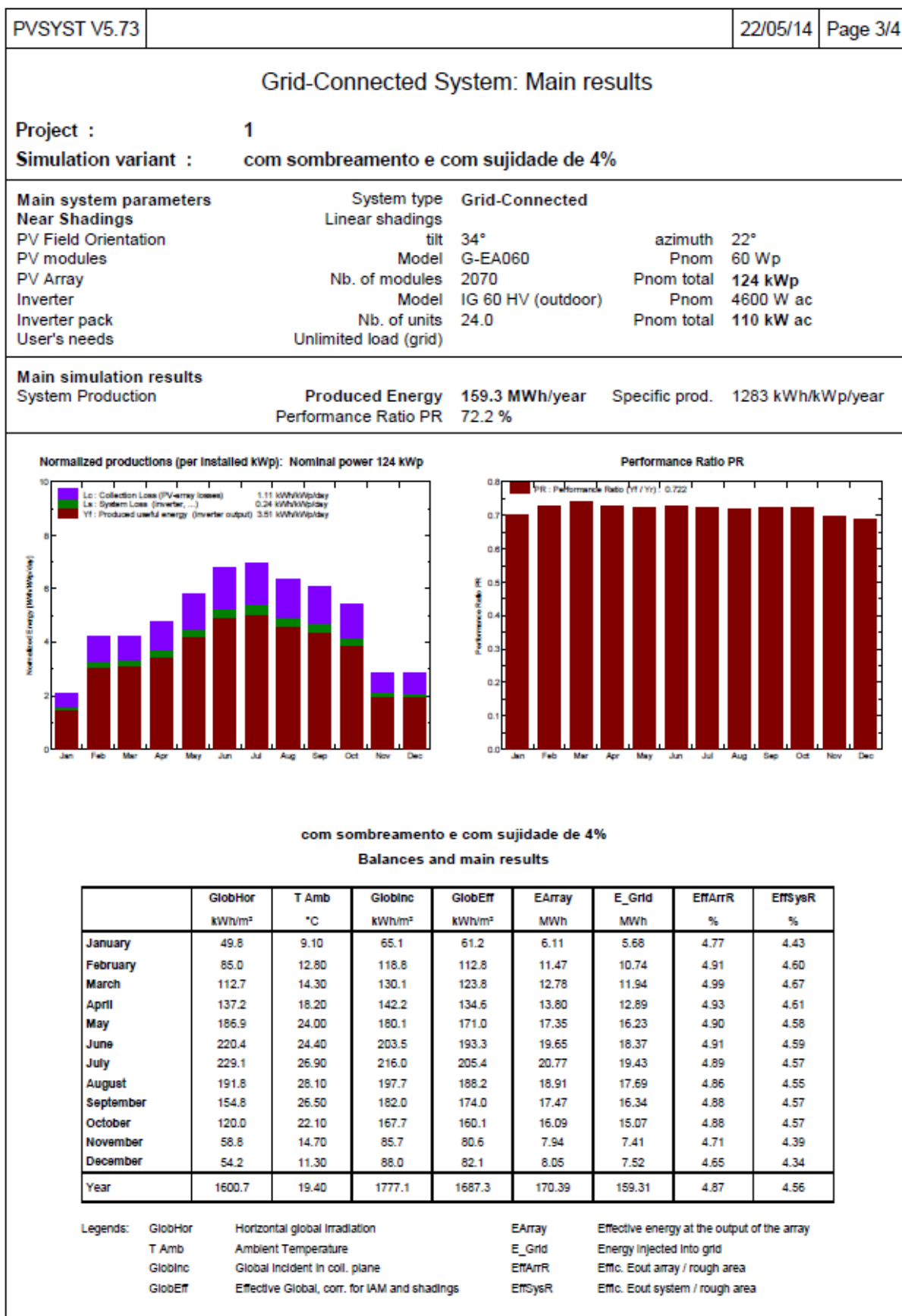


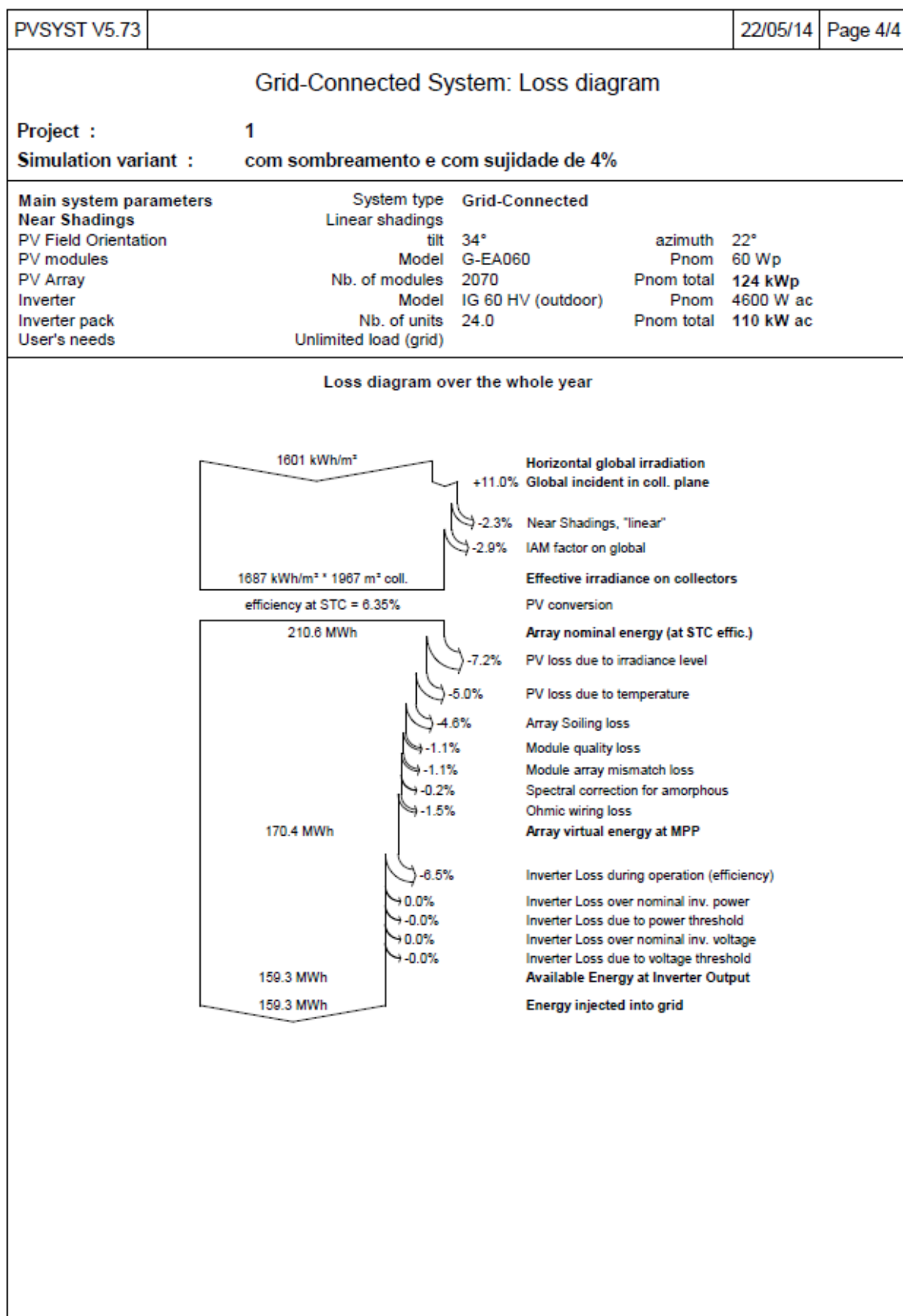


D.10 Relatório da secção 7.1.2 com perdas de sujidade de 4% e com consideração do sombreamento dos painéis fotovoltaicos.

PVSYST V5.73		22/05/14		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		1			
Geographical Site		Freixo de Espada à Cinta - Mazouço		Country Portugal	
Situation		Latitude 41.2°N		Longitude 6.8°W	
Time defined as		Legal Time Time zone UT+0		Altitude 776 m	
Meteo data :		1			
Simulation variant :		com sombreamento e com sujidade de 4%			
		Simulation date		22/05/14 09h56	
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
			Manufacturer	Kaneka	
Array#1: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Array#2: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:		Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC
Array#2:		Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC
Total		Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	28 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	4.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

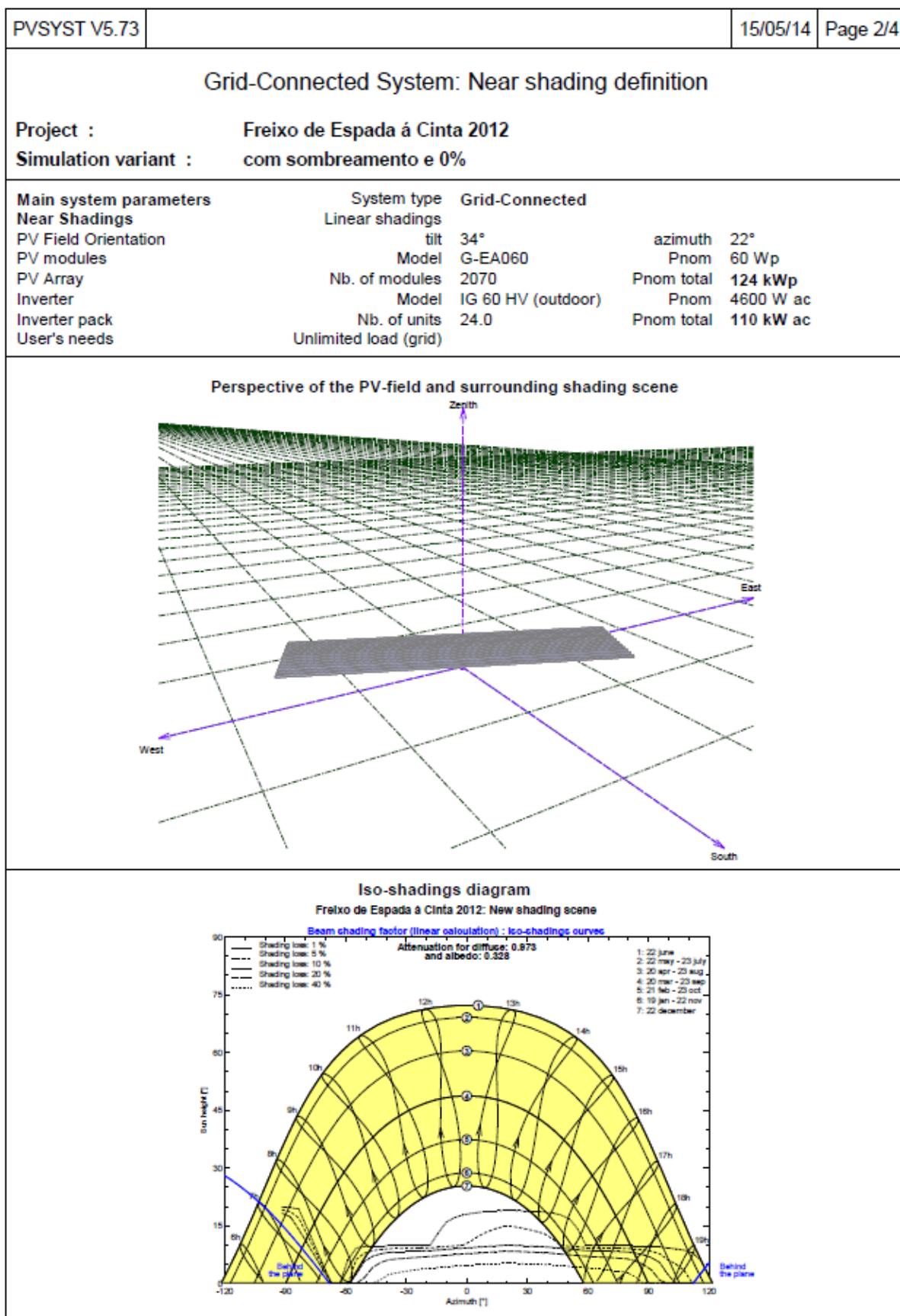


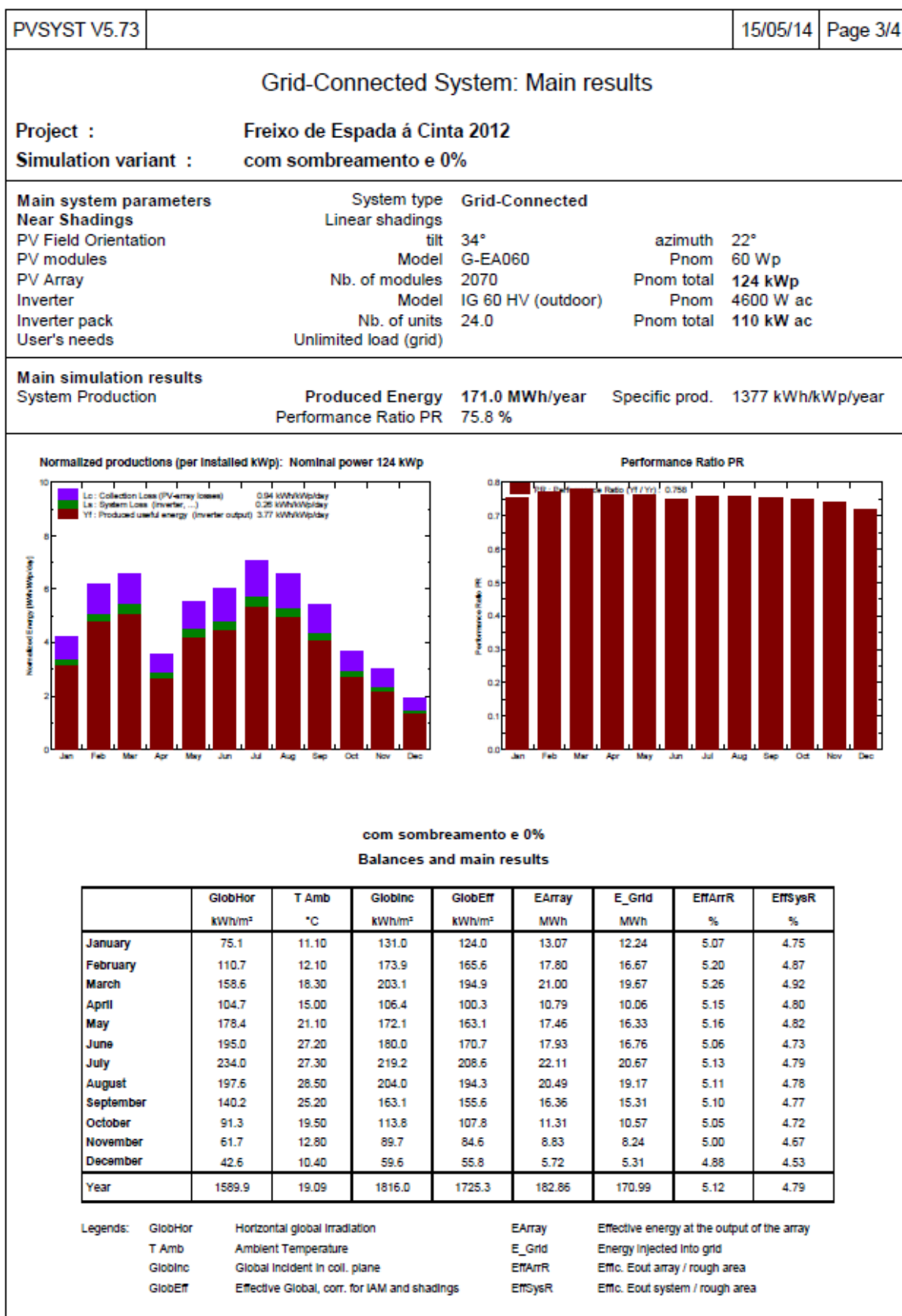




D.11 Relatório da 1ª simulação da secção 7.1.3

PVSYST V5.73					15/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada à Cinta 2012				
Geographical Site		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2012y				Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0		Altitude 776 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2012, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		com sombreamento e 0%				
		Simulation date	15/05/14 18h17			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		Linear shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060		
			Manufacturer	Kaneka		
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A	
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules	
		Module area	1967 m²			
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)			
		Manufacturer	Fronius International			
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC		
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	76 mOhm	Loss Fraction	2.2 % at STC	
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.2 % at STC	
		Global		Loss Fraction	2.2 % at STC	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				





PVSYST V5.73

15/05/14

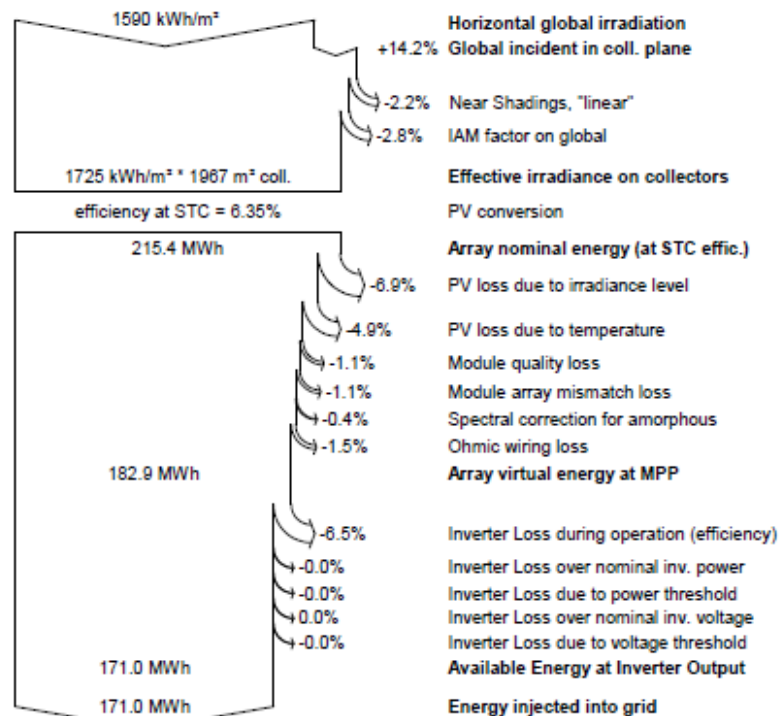
Page 4/4

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Freixo de Espada à Cinta 2012
 Simulation variant : com sombreamento e 0%

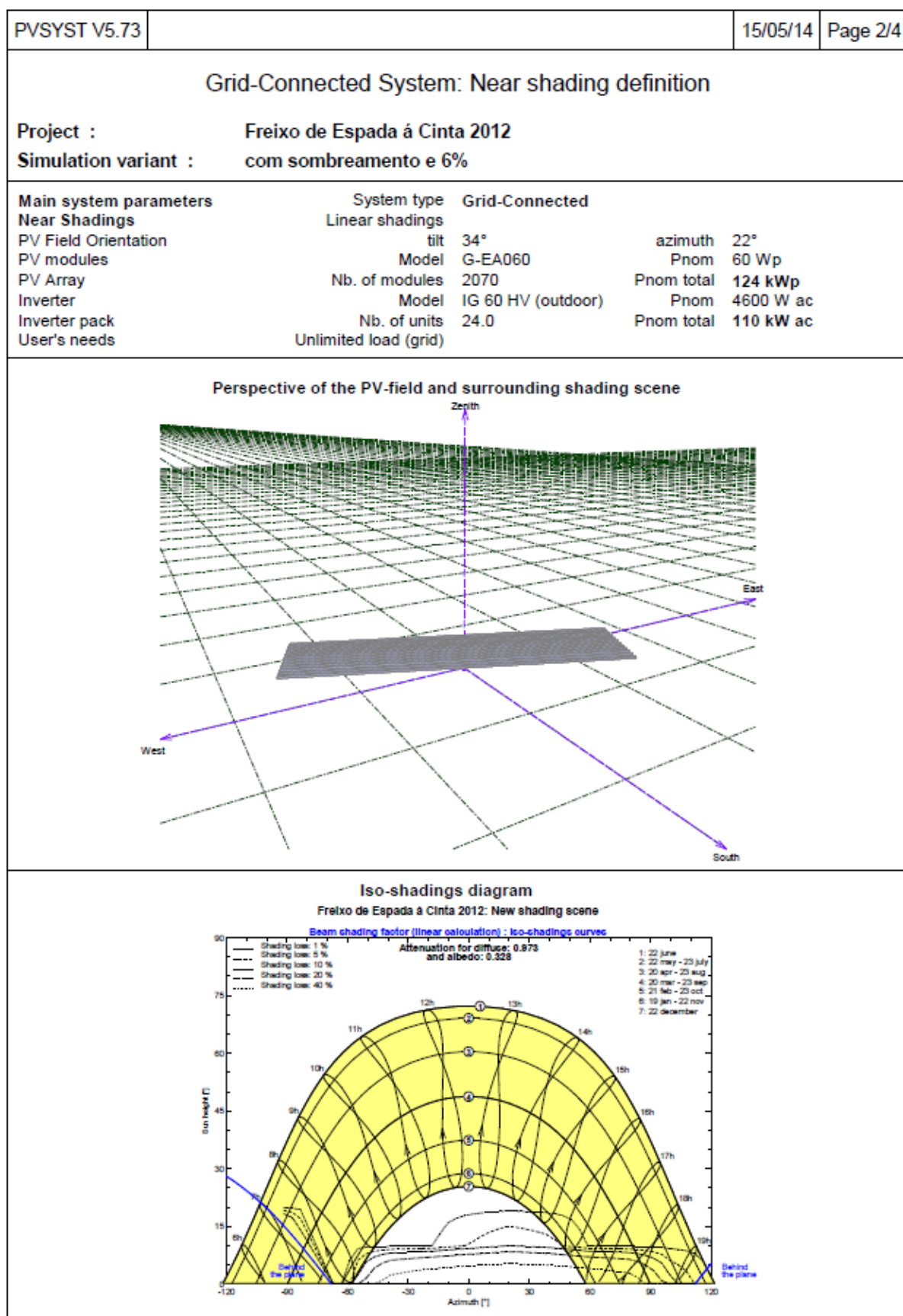
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	34°
PV modules	Model	G-EA060
PV Array	Nb. of modules	2070
Inverter	Model	IG 60 HV (outdoor)
Inverter pack	Nb. of units	24.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	22°
	Pnom	60 Wp
	Pnom total	124 kWp
	Pnom	4600 W ac
	Pnom total	110 kW ac

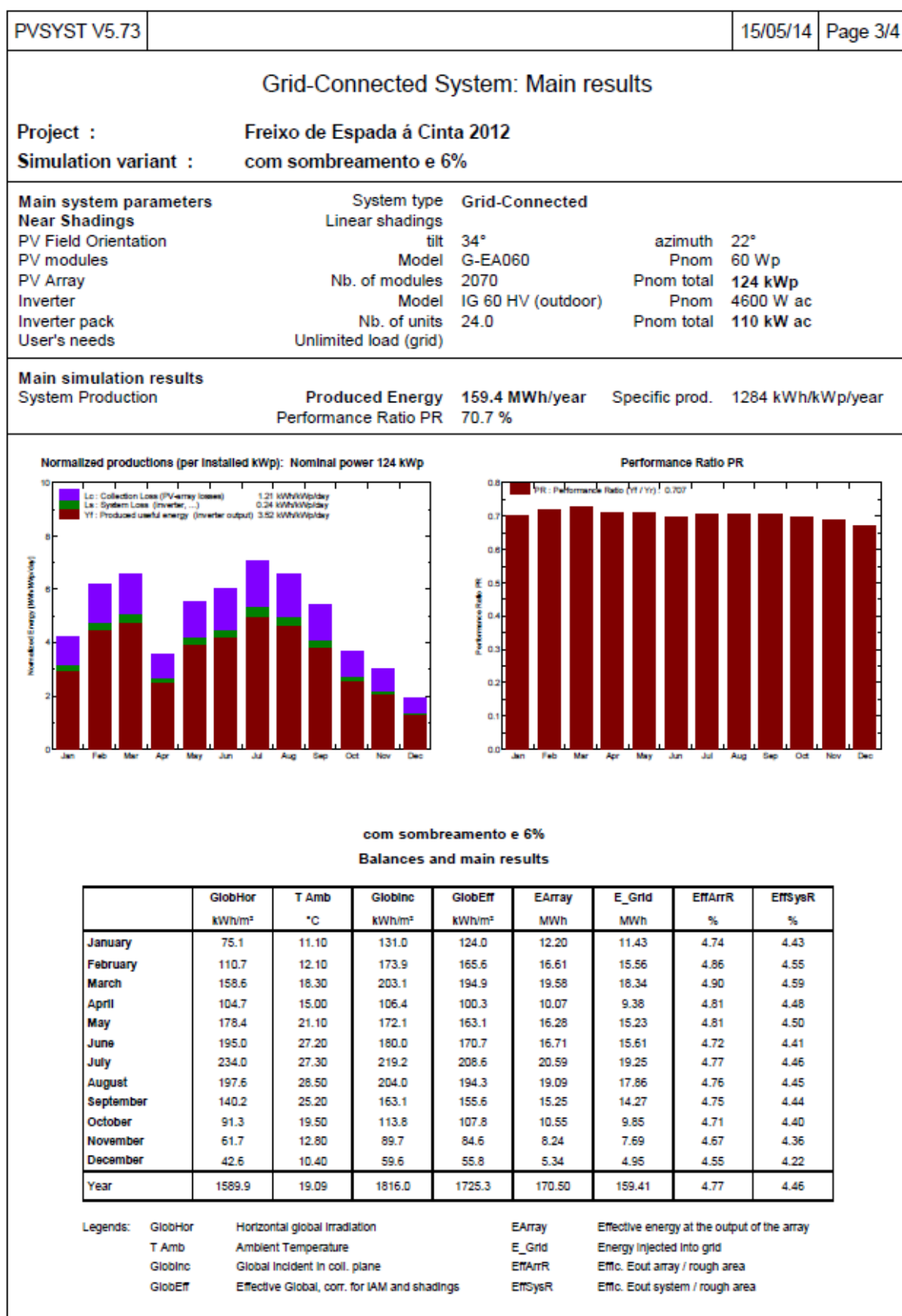
Loss diagram over the whole year

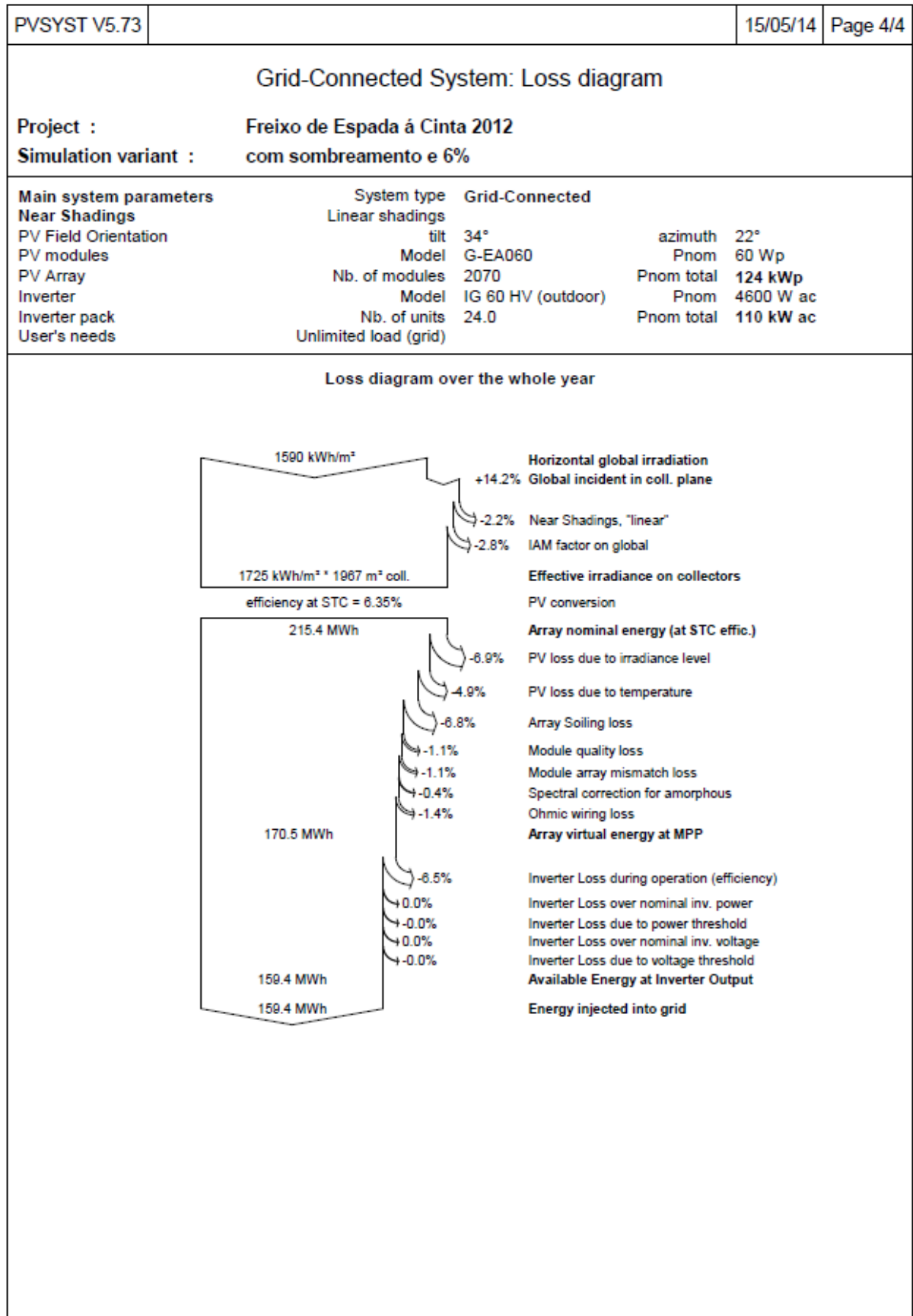


D.12 Relatório da 2ª simulação da secção 7.1.3

PVSYST V5.73					15/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada à Cinta 2012				
Geographical Site		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2012				Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2012, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		com sombreamento e 6%				
		Simulation date	15/05/14 18h21			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		Linear shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060		
		Manufacturer	Kaneka			
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A	
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules	
		Module area	1967 m²			
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)			
		Manufacturer	Fronius International			
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC		
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	76 mOhm	Loss Fraction	2.2 % at STC	
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.2 % at STC	
		Global		Loss Fraction	2.2 % at STC	
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				

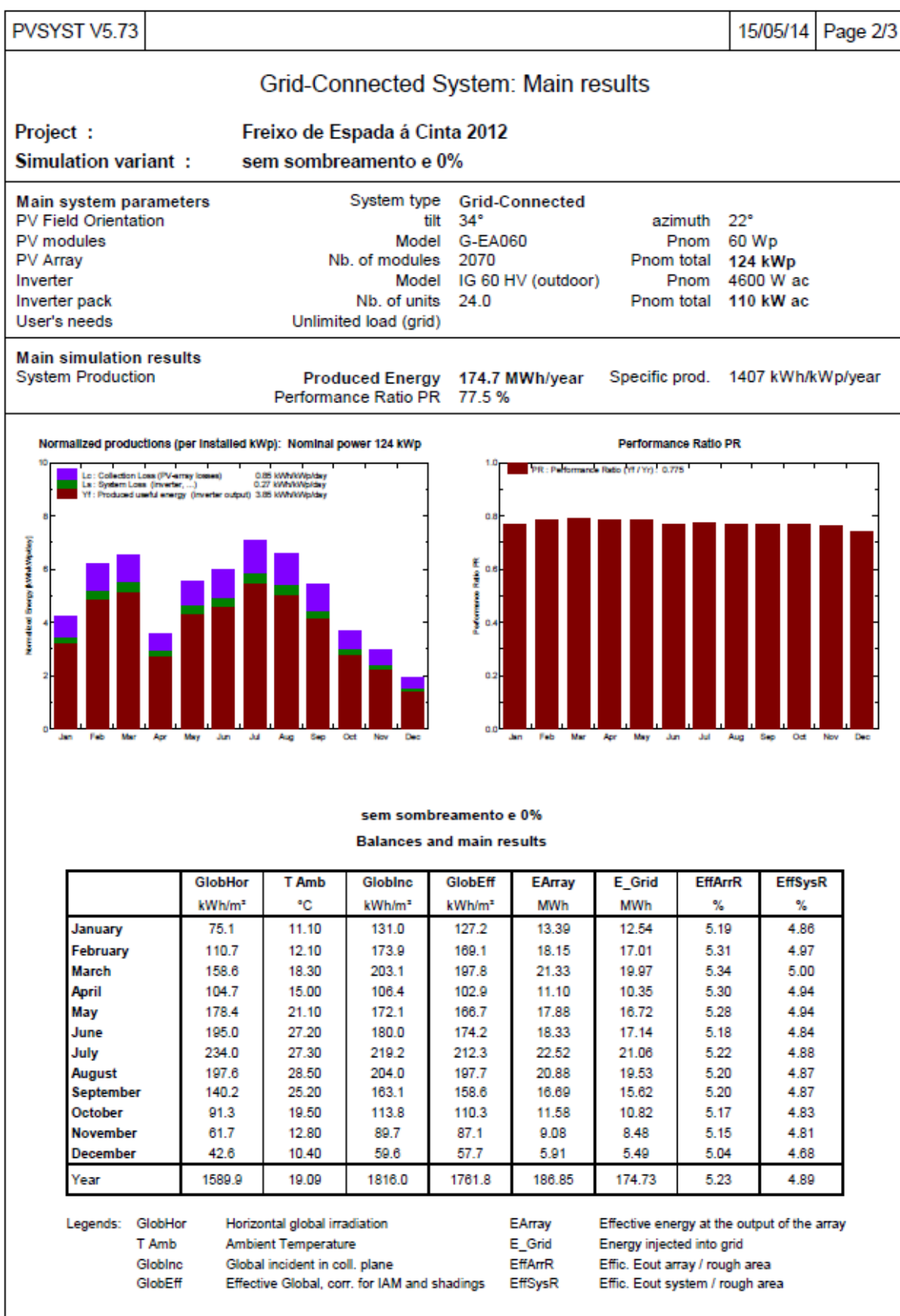


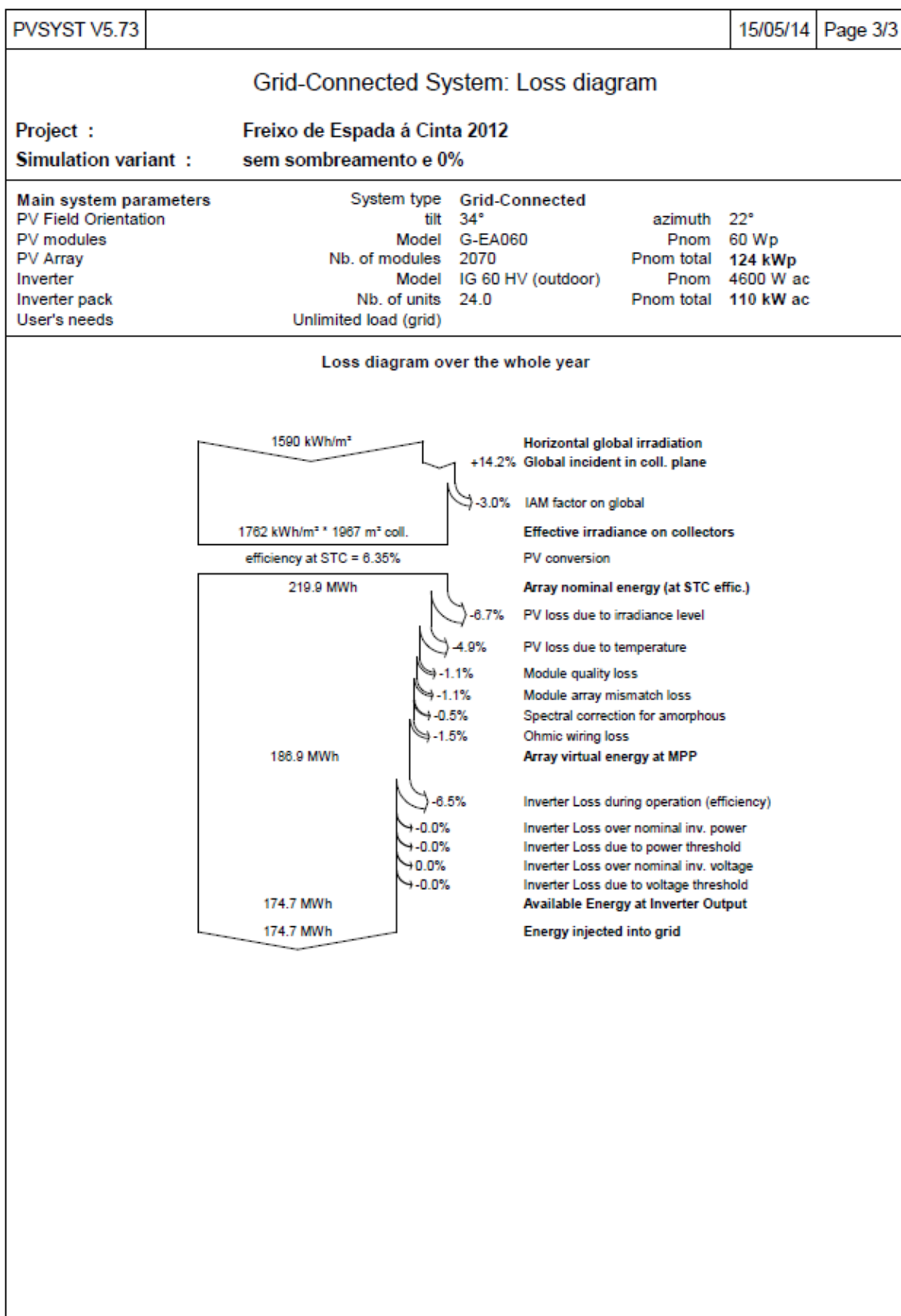




D.13 Relatório da secção 7.1.3 com perdas de sujidade de 0% e sem consideração do sombreamento dos painéis fotovoltaicos.

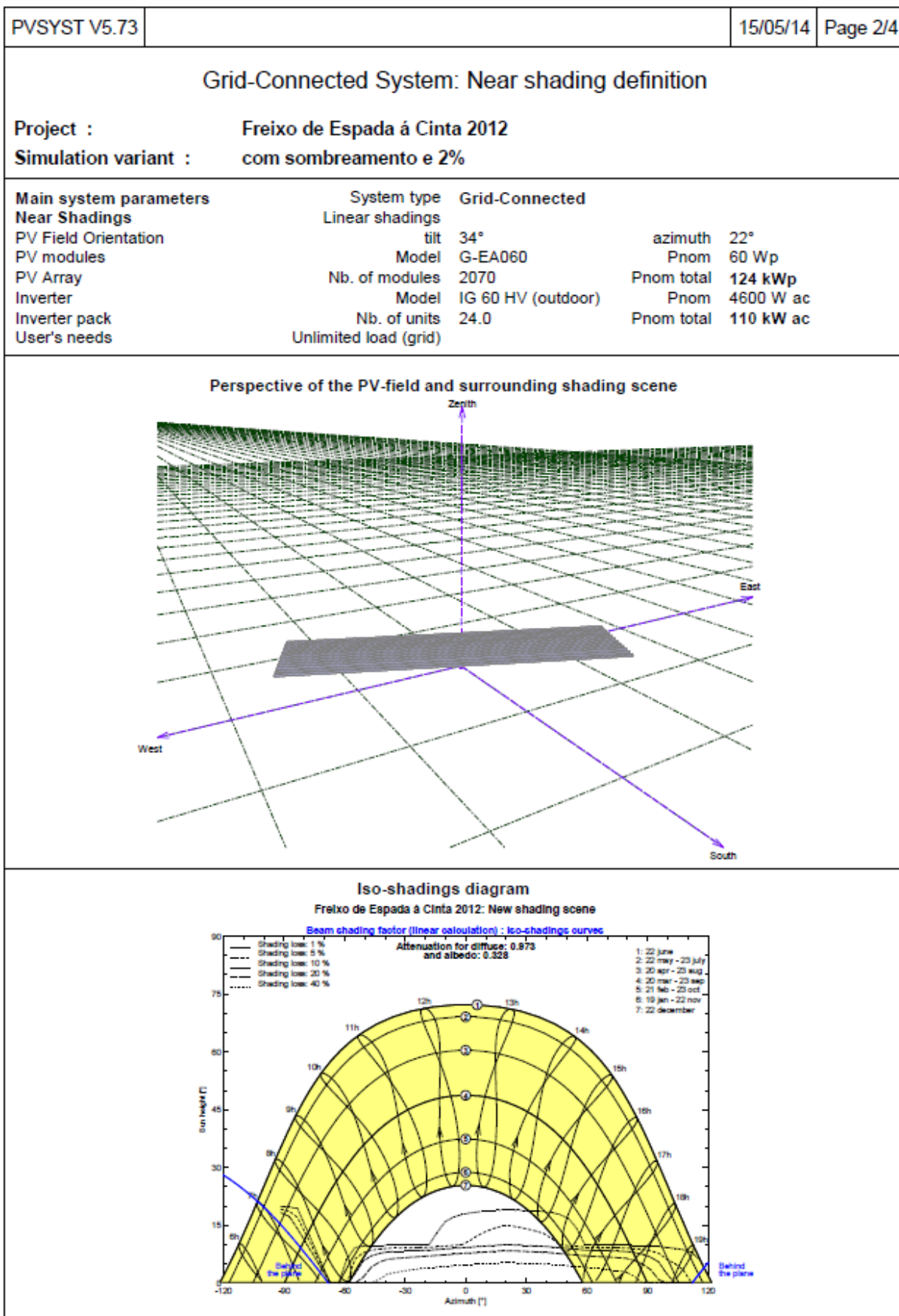
PVSYST V5.73				15/05/14	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada à Cinta 2012			
Geographical Site		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2012, Portugal			
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2012, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		sem sombreamento e 0%			
		Simulation date	15/05/14 18h16		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
			Manufacturer	Kaneka	
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC	
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC	
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	76 mOhm	Loss Fraction	2.2 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.2 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.2 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

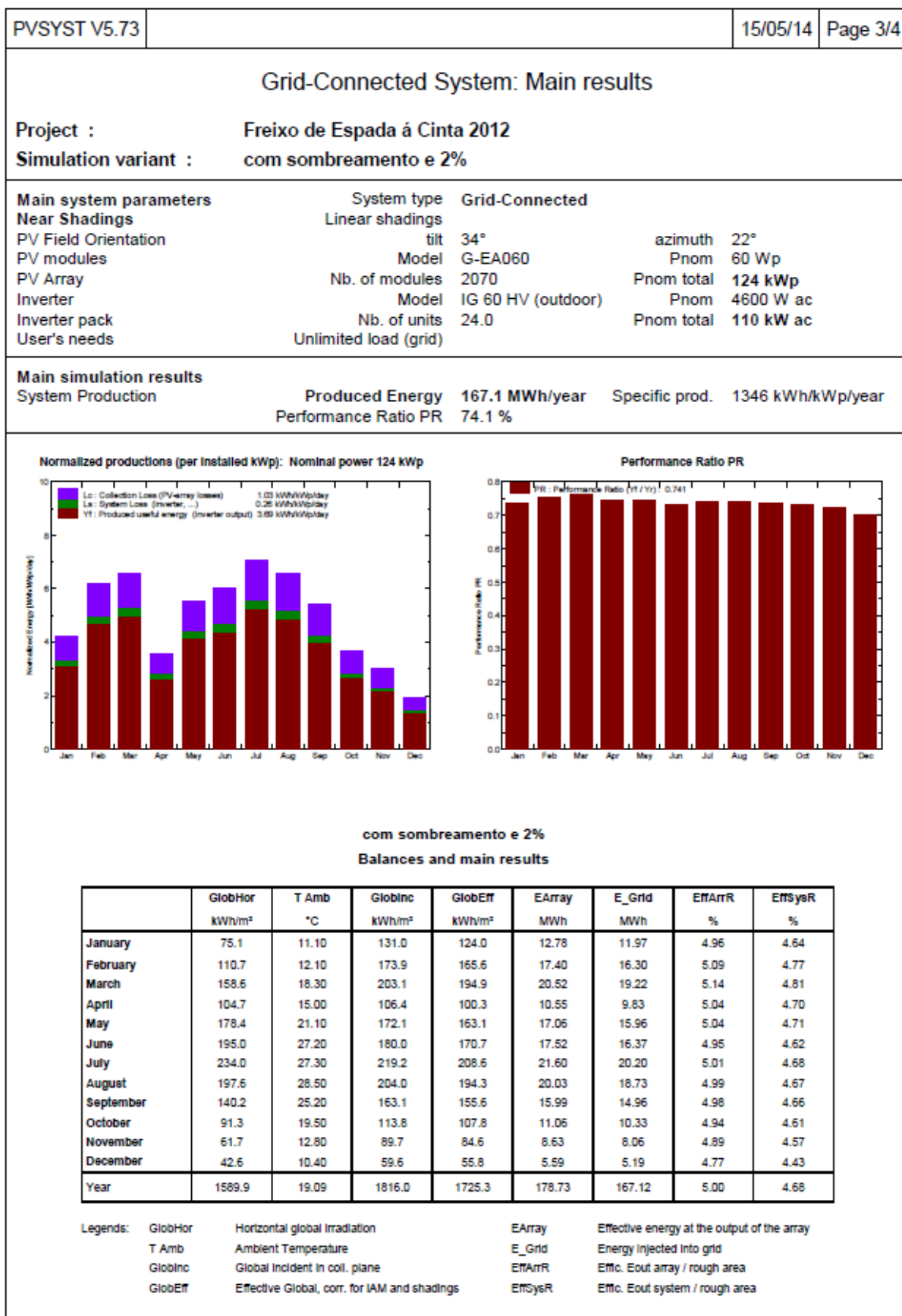


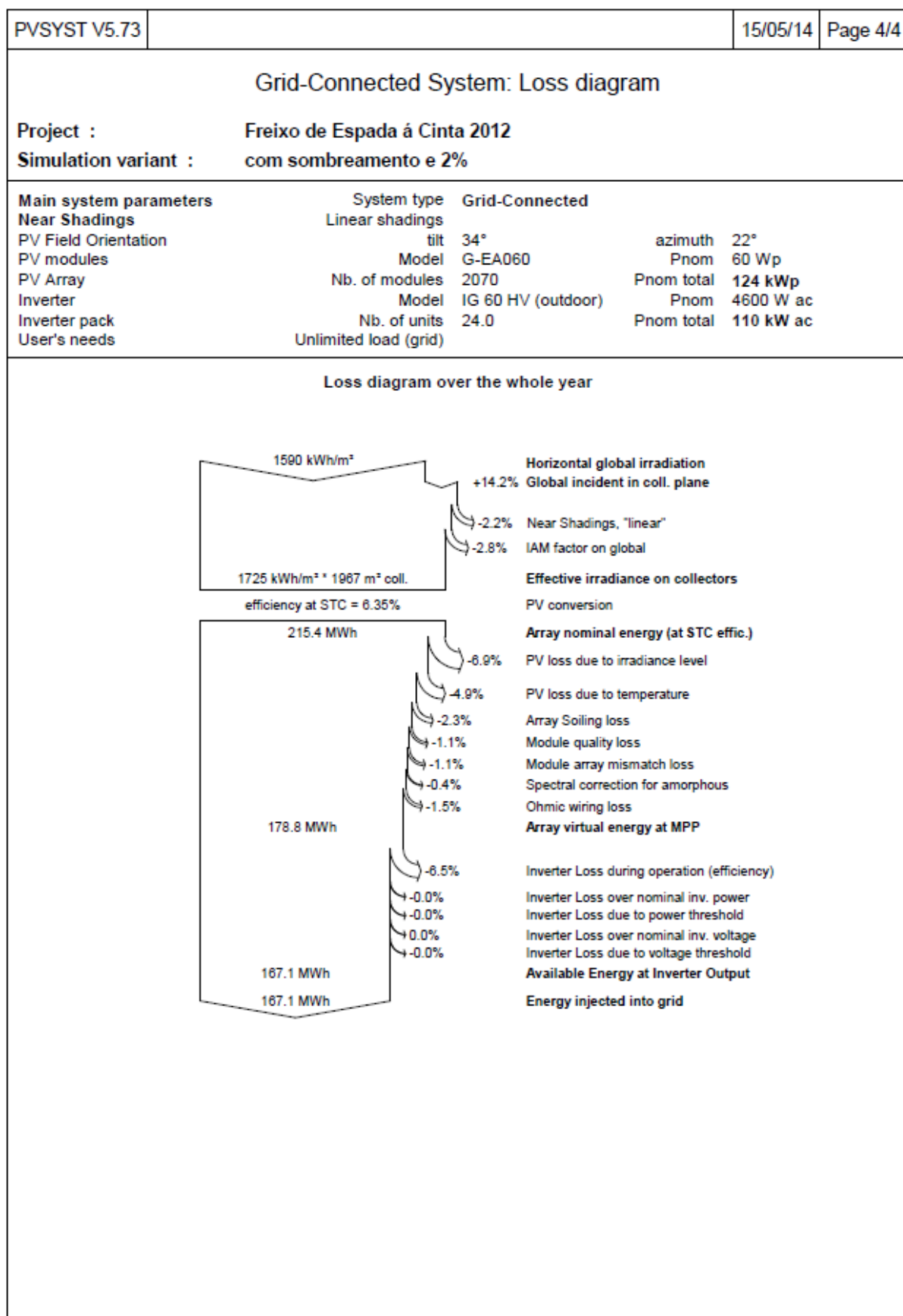


D.14 Relatório da secção 7.1.3 com perdas de sujidade de 2% e com consideração do sombreamento dos painéis fotovoltaicos

PVSYST V5.73		15/05/14		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada à Cinta 2012			
Geographical Site		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2012, Portugal			
Situation		Latitude 41.2°N		Longitude 6.8°W	
Time defined as		Legal Time Time zone UT+0		Altitude 776 m	
		Albedo 0.20			
Meteo data :		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2012, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		com sombreamento e 2%			
		Simulation date 15/05/14 18h19			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
			Manufacturer	Kaneka	
Array#1: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:		Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC
Array#2:		Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC
Total		Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	76 mOhm	Loss Fraction	2.2 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.2 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.2 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	2.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

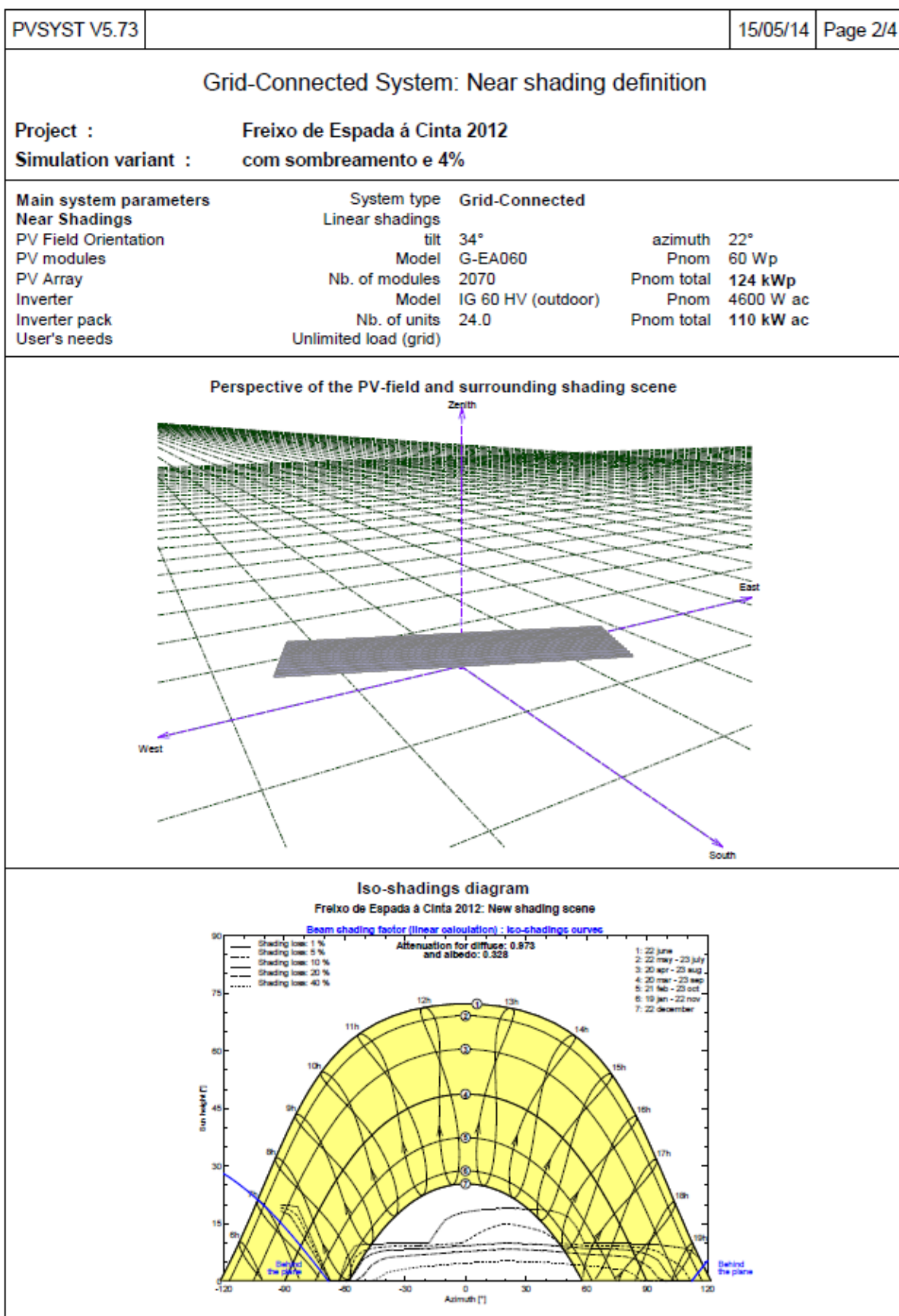






D.15 Relatório da secção 7.1.3 com perdas de sujidade de 4% e com consideração do sombreamento dos painéis fotovoltaicos.

PVSYST V5.73		15/05/14		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada à Cinta 2012			
Geographical Site		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2012, Portugal			
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2012, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		com sombreamento e 4%			
		Simulation date	15/05/14 18h20		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
		Manufacturer	Kaneka		
Array#1: Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	315 V	I mpp	97 A	
Array#2: Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	315 V	I mpp	276 A	
Total Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules	
	Module area	1967 m²			
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
	Manufacturer	Fronius International			
	Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC	
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC	
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss	Array#1	76 mOhm	Loss Fraction	2.2 % at STC	
	Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.2 % at STC	
	Global		Loss Fraction	2.2 % at STC	
Array Soiling Losses			Loss Fraction	4.0 %	
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)			



PVSYST V5.73	15/05/14	Page 3/4
--------------	----------	----------

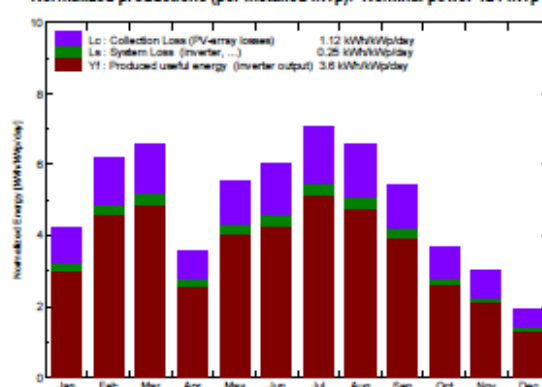
Grid-Connected System: Main results

Project : Freixo de Espada à Cinta 2012
 Simulation variant : com sombreamento e 4%

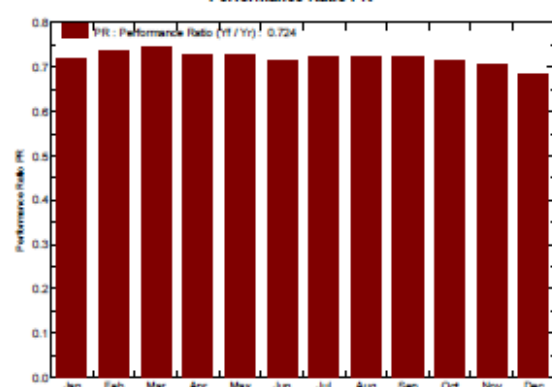
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	34°
PV modules	Model	G-EA060
PV Array	Nb. of modules	2070
Inverter	Model	IG 60 HV (outdoor)
Inverter pack	Nb. of units	24.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	22°
	Pnom	60 Wp
	Pnom total	124 kWp
	Pnom	4600 W ac
	Pnom total	110 kW ac

Main simulation results		
System Production	Produced Energy	163.3 MWh/year
	Performance Ratio PR	72.4 %
	Specific prod.	1315 kWh/kWp/year

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 124 kWp



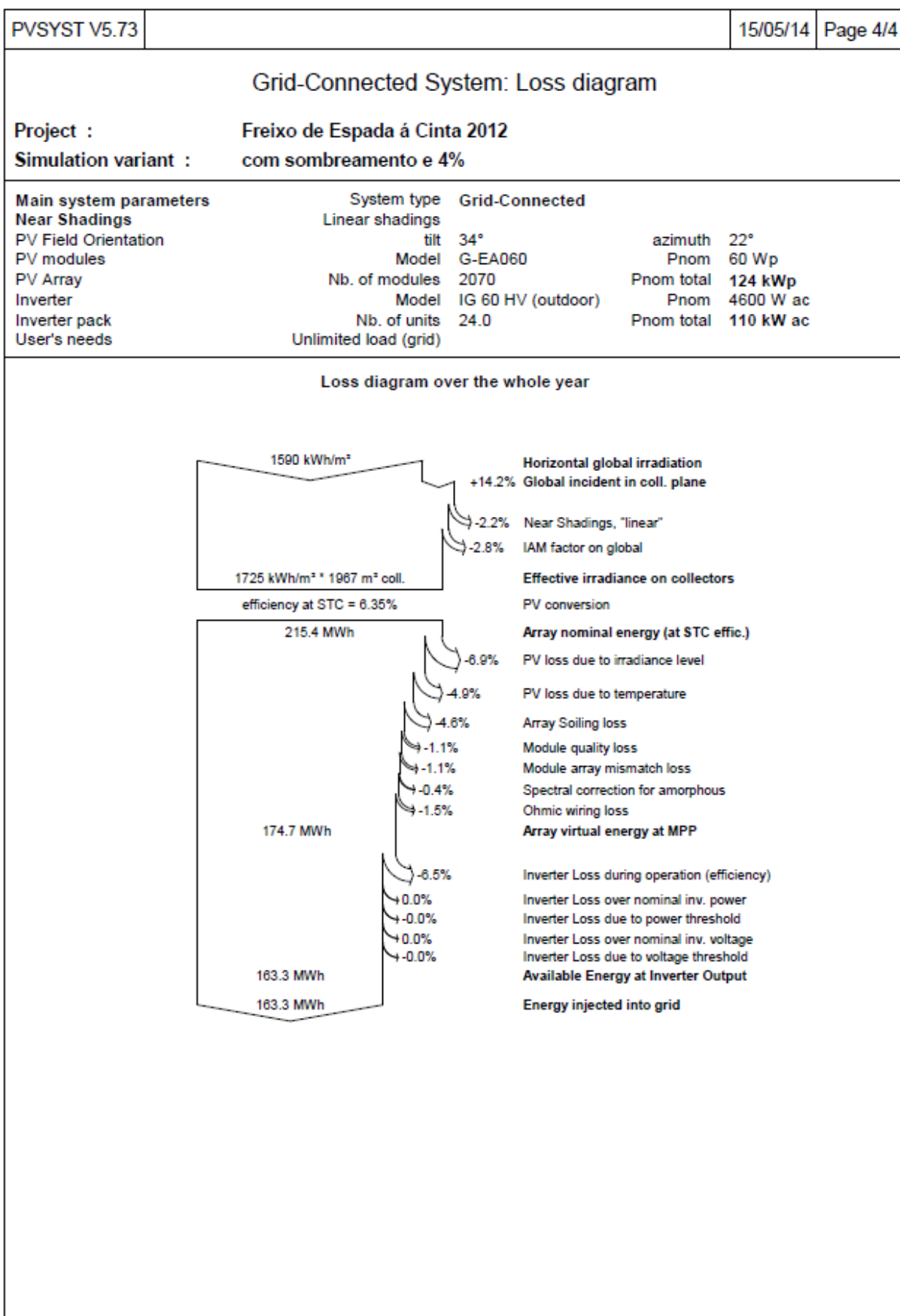
Performance Ratio PR



com sombreamento e 4%
 Balances and main results

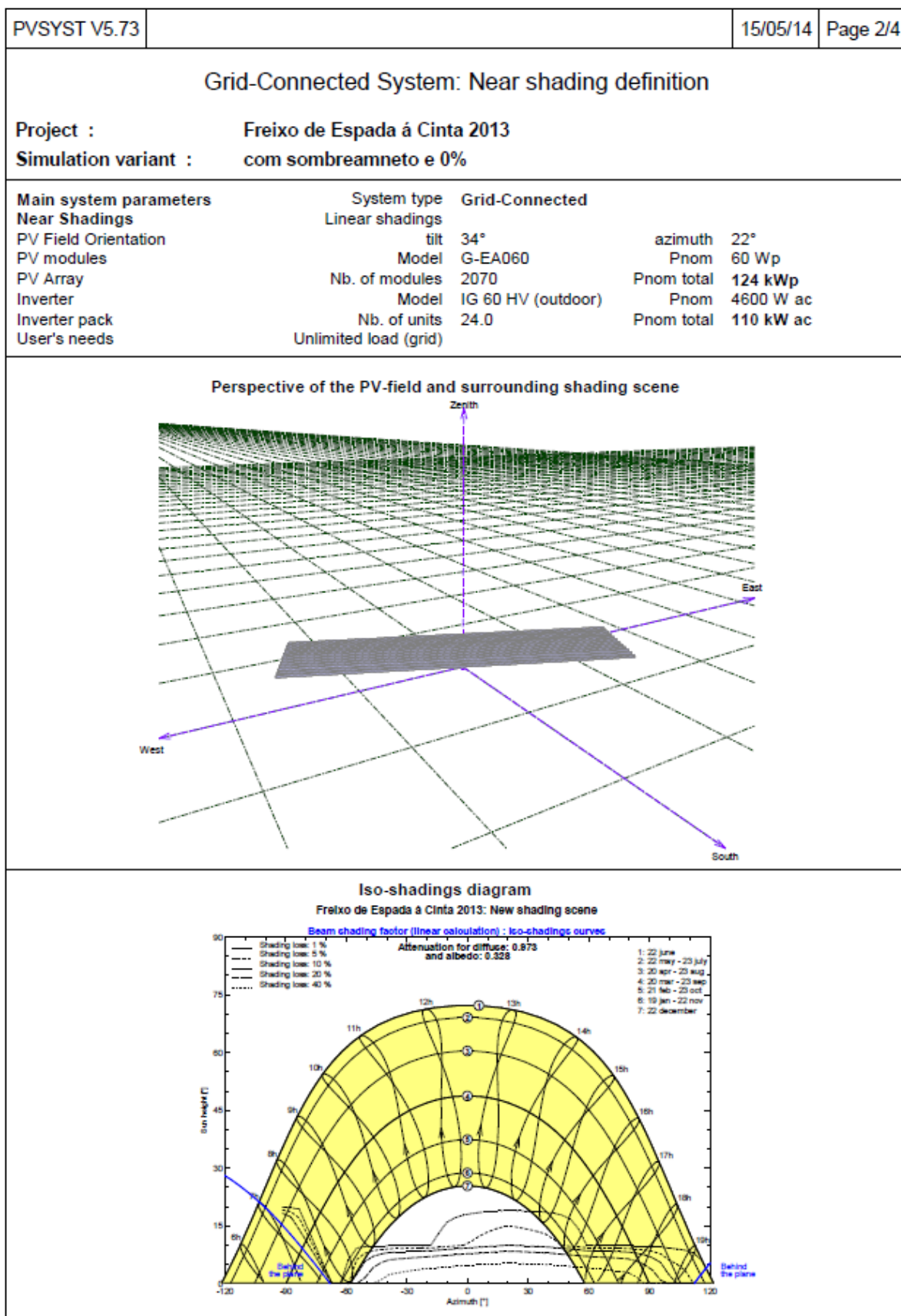
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	75.1	11.10	131.0	124.0	12.49	11.70	4.85	4.54
February	110.7	12.10	173.9	165.6	17.00	15.93	4.97	4.66
March	158.6	16.30	203.1	194.9	20.05	18.78	5.02	4.70
April	104.7	15.00	106.4	100.3	10.31	9.60	4.92	4.59
May	178.4	21.10	172.1	163.1	16.67	15.59	4.92	4.61
June	195.0	27.20	180.0	170.7	17.11	15.99	4.83	4.52
July	234.0	27.30	219.2	208.6	21.09	19.72	4.89	4.57
August	197.6	28.50	204.0	194.3	19.56	18.30	4.87	4.56
September	140.2	25.20	163.1	155.6	15.62	14.61	4.87	4.55
October	91.3	19.50	113.8	107.8	10.80	10.09	4.83	4.51
November	61.7	12.80	89.7	84.6	8.44	7.87	4.78	4.46
December	42.6	10.40	59.6	55.8	5.46	5.07	4.66	4.32
Year	1589.9	19.09	1816.0	1725.3	174.61	163.26	4.89	4.57

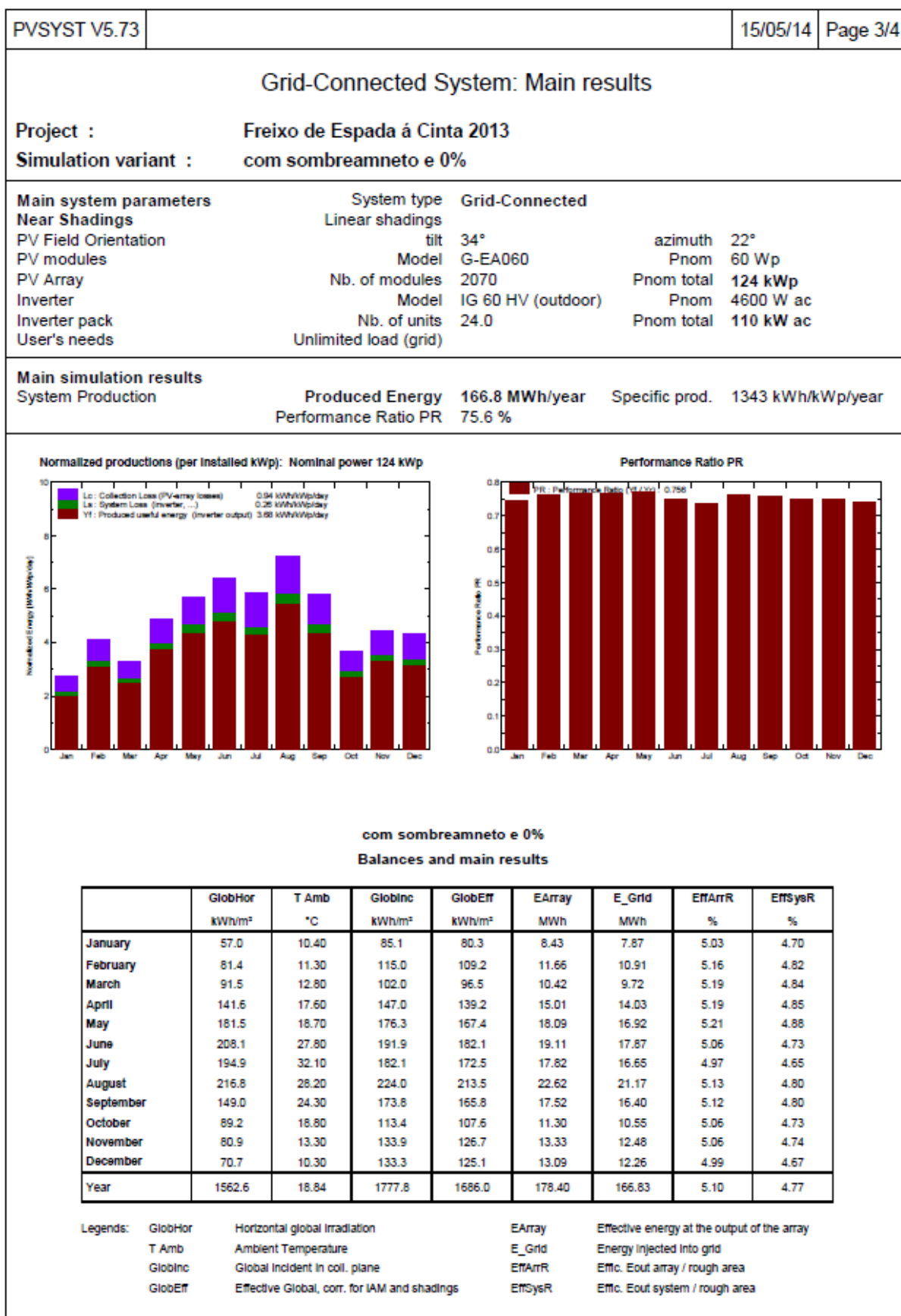
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effc. Eout array / rough area
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effc. Eout system / rough area

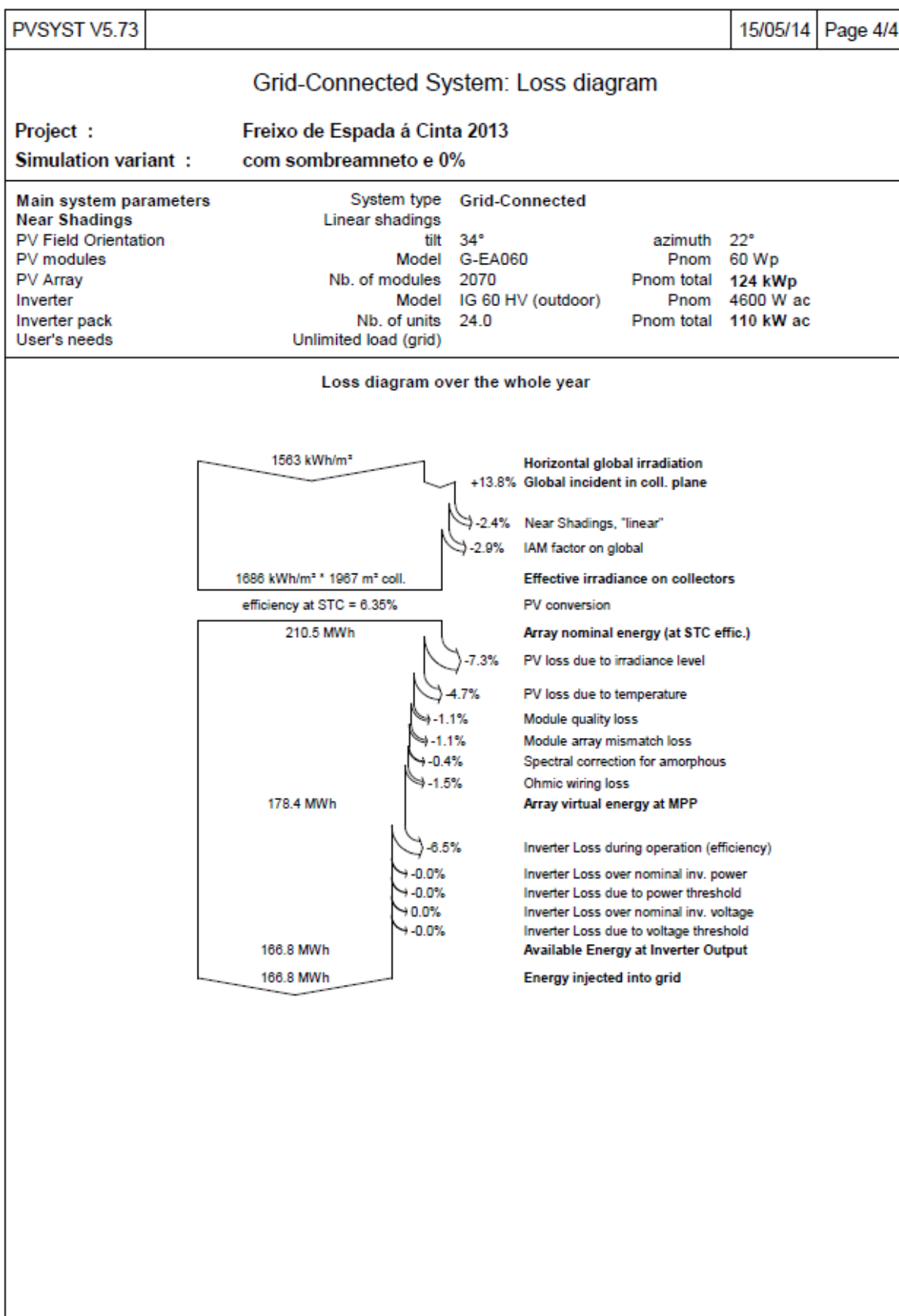


D.16 Relatório da 1ª simulação da secção 7.1.4

PVSYST V5.73					15/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada à Cinta 2013				
Geographical Site		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2013				Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2013, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		com sombreamento e 0%				
		Simulation date	15/05/14 18h33			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		Linear shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060		
		Manufacturer	Kaneka			
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A	
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules	
		Module area	1967 m²			
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)			
		Manufacturer	Fronius International			
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC		
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	77 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				

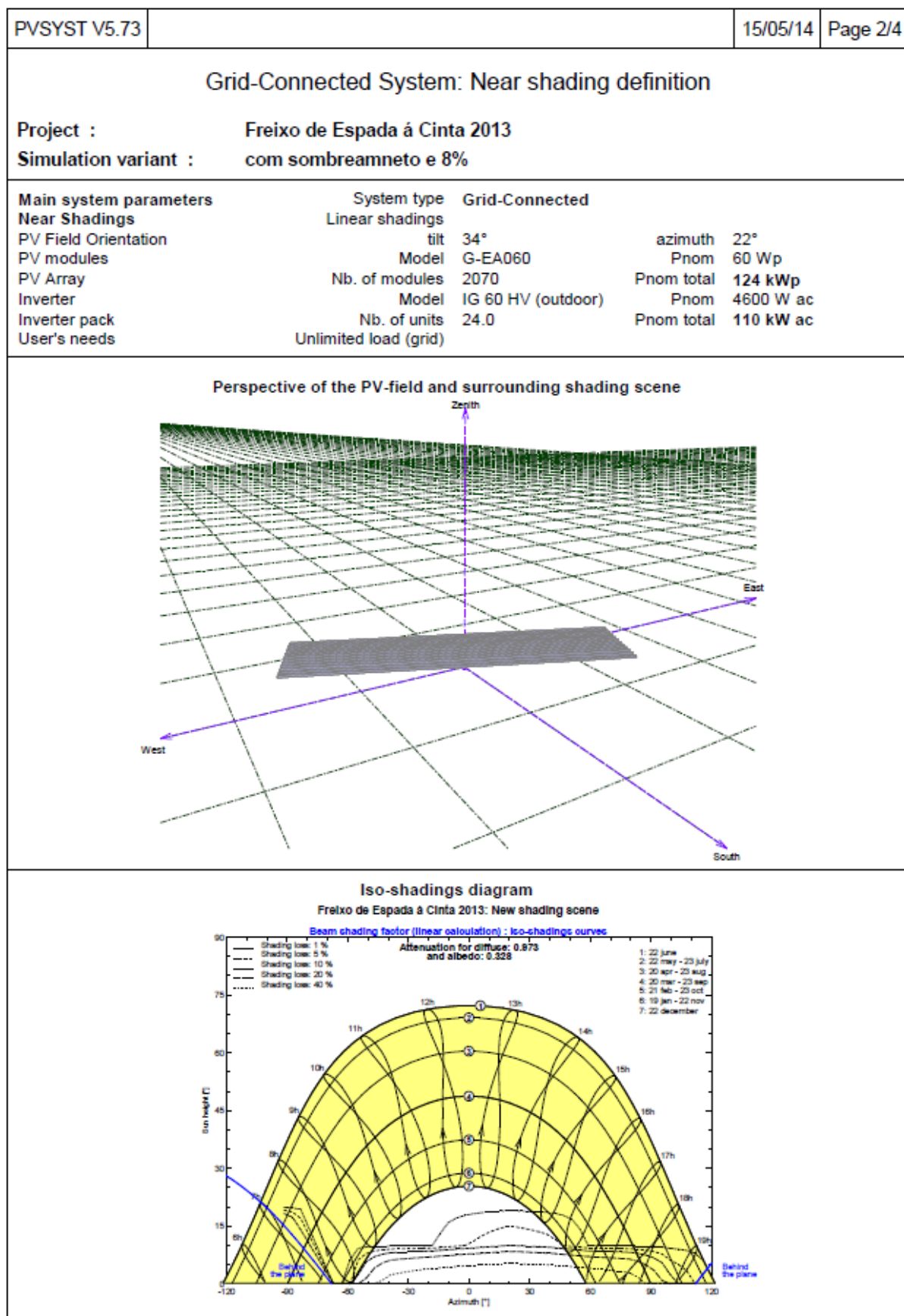


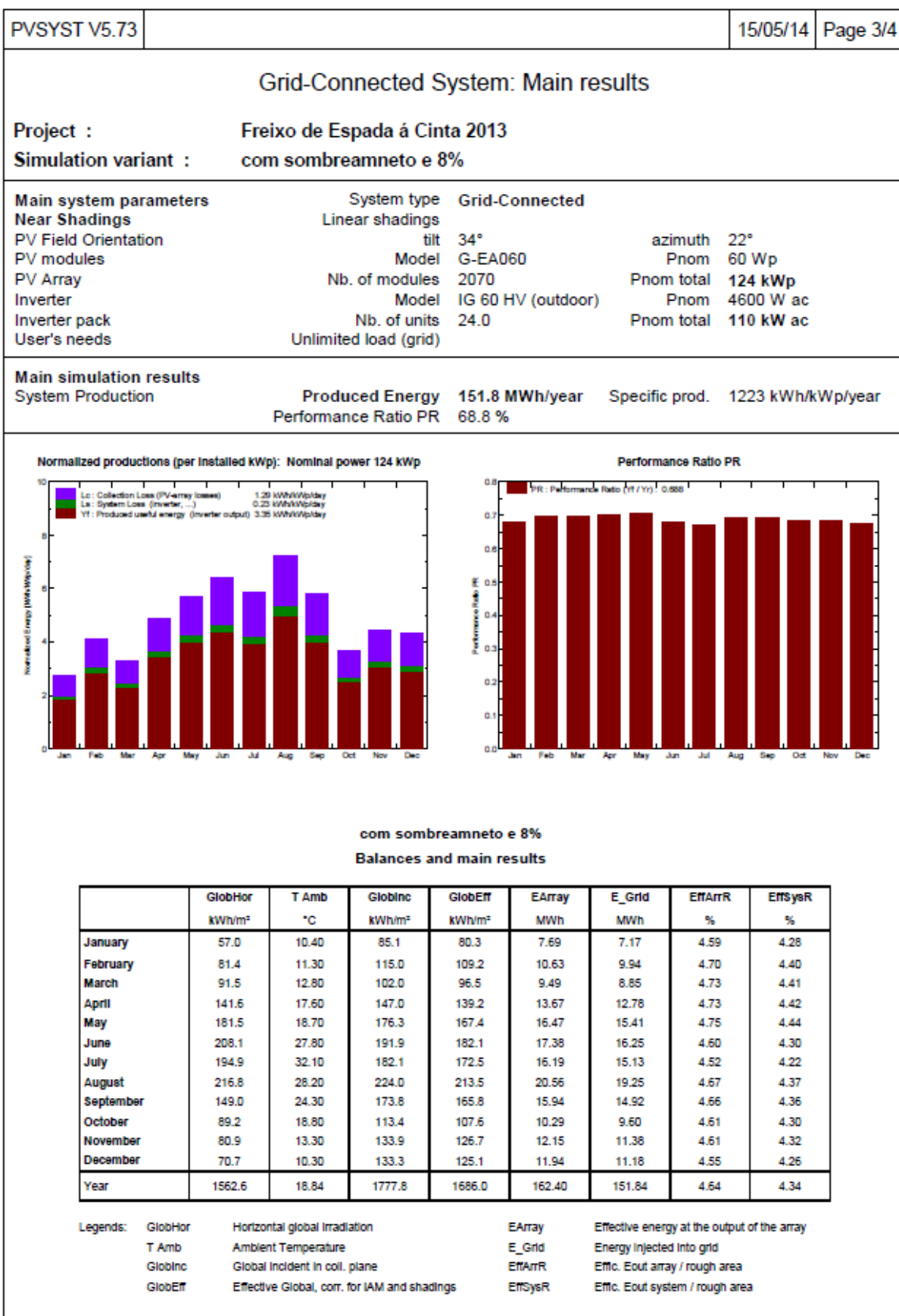


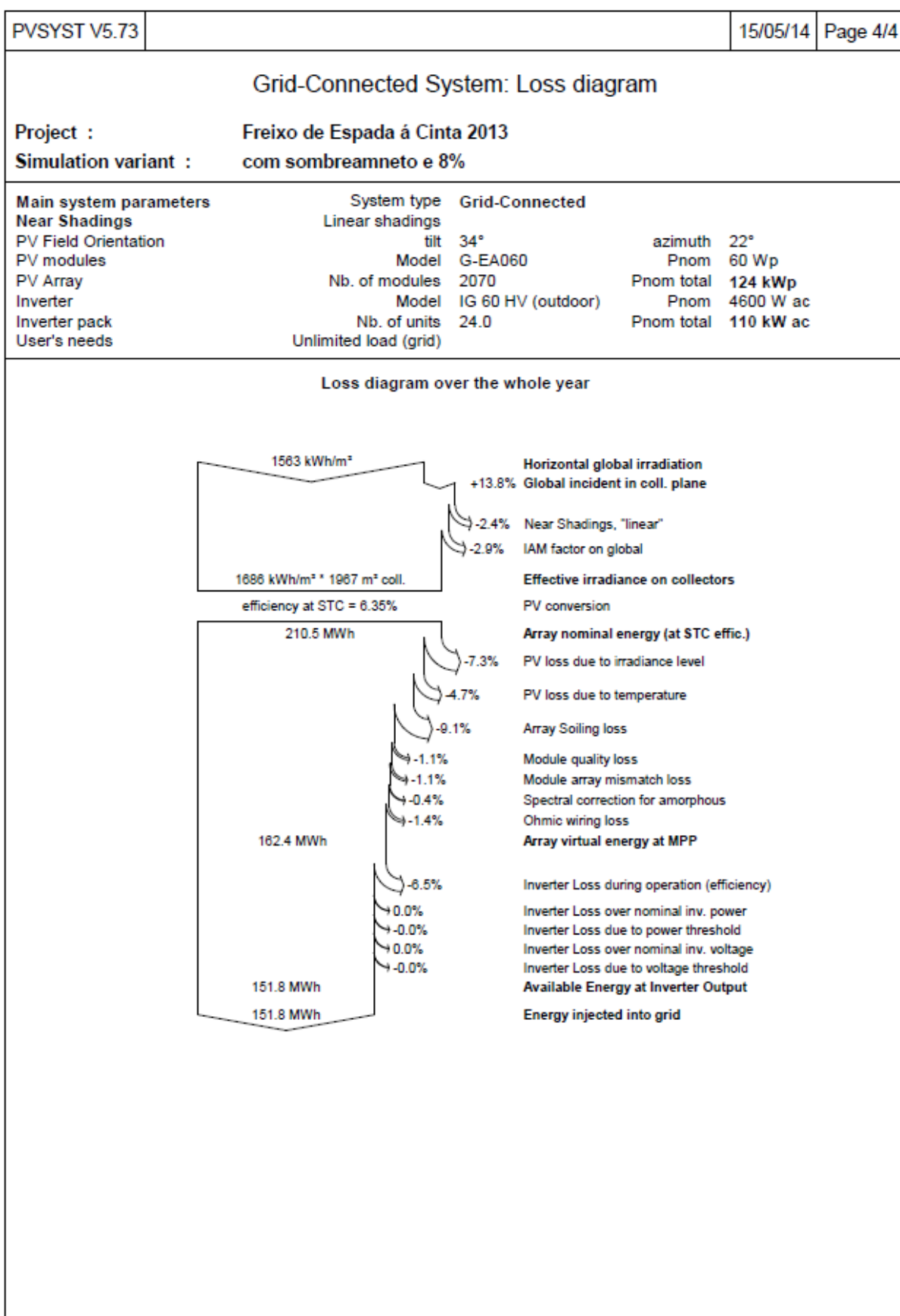


D.17 Relatório da 2ª simulação da secção 7.1.4

PVSYST V5.73					15/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada à Cinta 2013				
Geographical Site		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2013				Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2013, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		com sombreamento e 8%				
		Simulation date	15/05/14 18h37			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		Linear shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060		
		Manufacturer	Kaneka			
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A	
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules	
		Module area	1967 m²			
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)			
		Manufacturer	Fronius International			
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC		
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	77 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC	
Array Soiling Losses				Loss Fraction	8.0 %	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				







D.18 Relatório da secção 7.1.4 com perdas de sujidade de 0% e sem consideração do sombreamento dos painéis fotovoltaicos

PVSYST V5.73					15/05/14	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada à Cinta 2013				
Geographical Site		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2013				Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2013, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		sem sombreamento e 0%				
		Simulation date	15/05/14 18h29			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		No Shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060		
		Manufacturer	Kaneka			
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A	
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules	
		Module area	1967 m²			
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)			
		Manufacturer	Fronius International			
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC		
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	77 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				

PVSYST V5.73	15/05/14	Page 2/3
--------------	----------	----------

Grid-Connected System: Main results

Project : Freixo de Espada à Cinta 2013

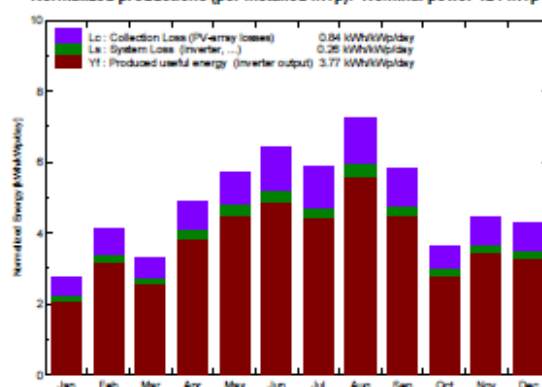
Simulation variant : sem sombreamento e 0%

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	34°	azimuth 22°
PV modules	Model	G-EA060	Pnom 60 Wp
PV Array	Nb. of modules	2070	Pnom total 124 kWp
Inverter	Model	IG 60 HV (outdoor)	Pnom 4600 W ac
Inverter pack	Nb. of units	24.0	Pnom total 110 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

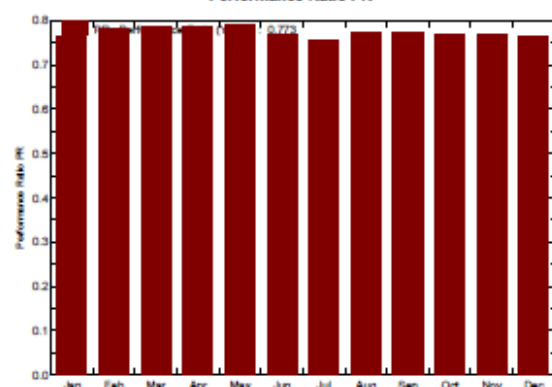
Main simulation results

System Production	Produced Energy	170.7 MWh/year	Specific prod.	1374 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	77.3 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 124 kWp



Performance Ratio PR

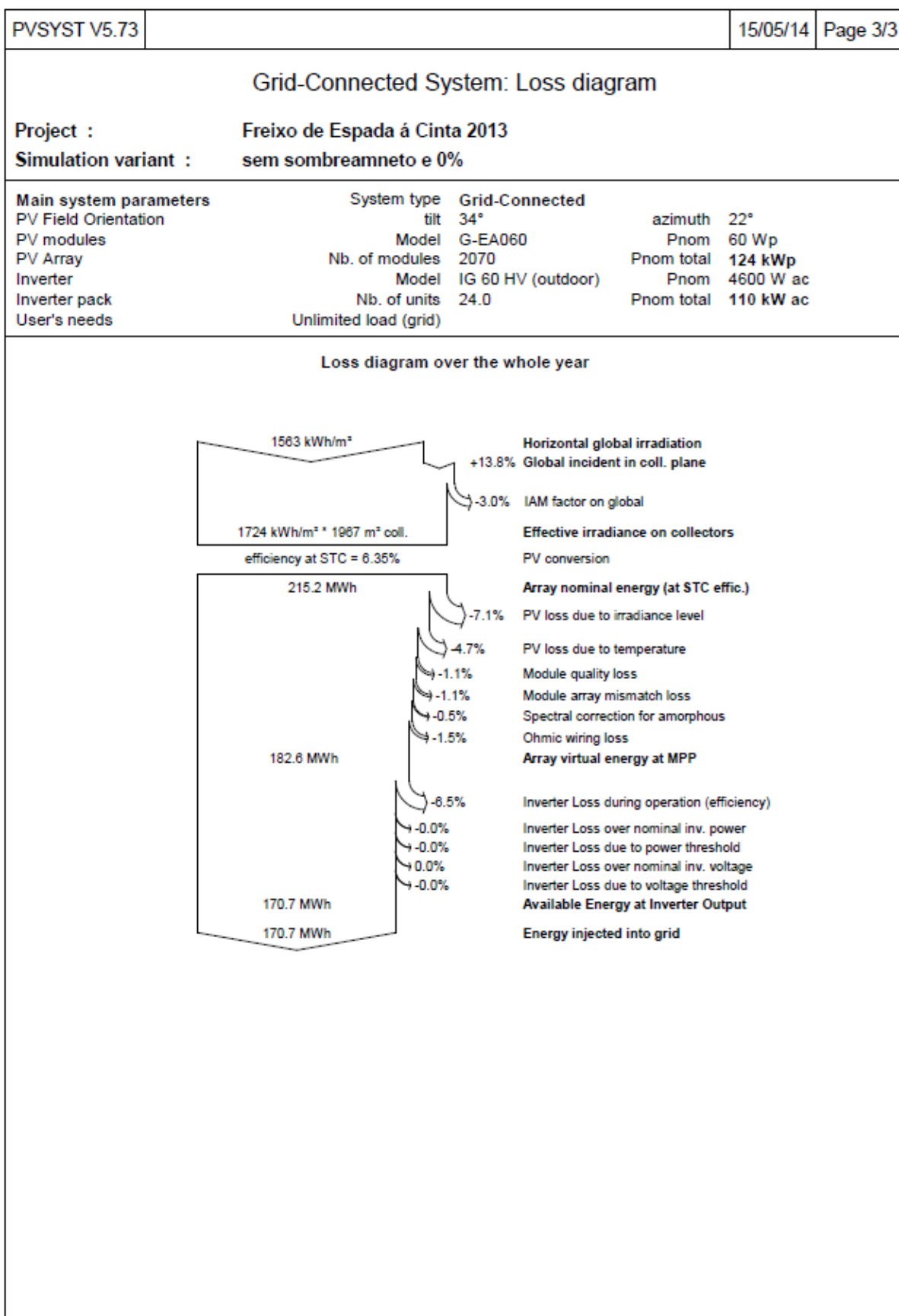


sem sombreamento e 0%

Balances and main results

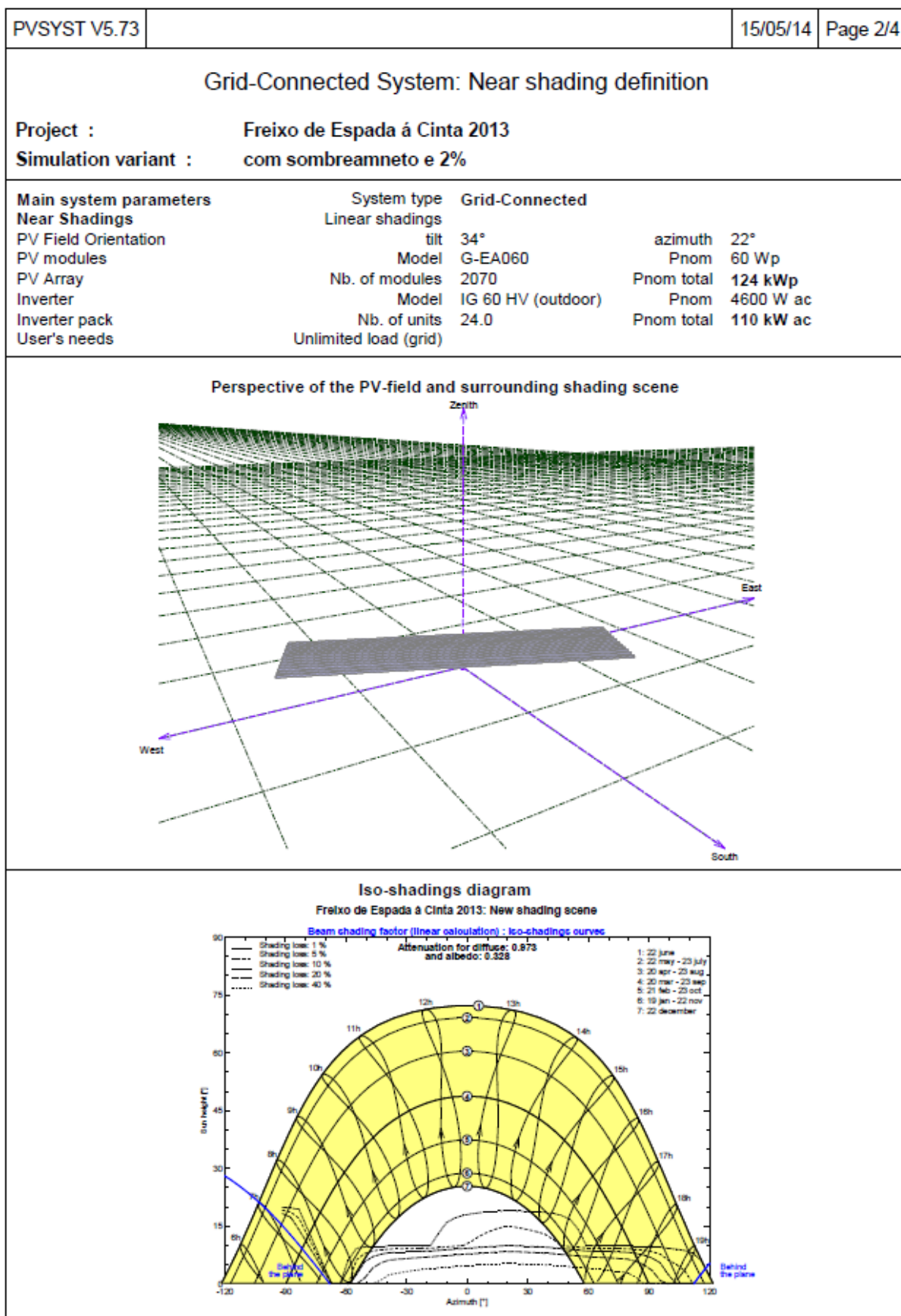
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	57.0	10.40	85.1	82.4	8.64	8.07	5.16	4.82
February	81.4	11.30	115.0	111.8	11.94	11.17	5.28	4.94
March	91.5	12.80	102.0	98.8	10.69	9.97	5.33	4.97
April	141.6	17.60	147.0	142.5	15.37	14.38	5.32	4.97
May	181.5	18.70	176.3	171.0	18.51	17.31	5.34	4.99
June	208.1	27.80	191.9	185.9	19.53	18.26	5.17	4.84
July	194.9	32.10	182.1	176.1	18.22	17.03	5.09	4.76
August	216.8	28.20	224.0	217.0	23.03	21.54	5.22	4.89
September	149.0	24.30	173.8	168.9	17.86	16.71	5.22	4.89
October	89.2	18.80	113.4	110.1	11.57	10.81	5.19	4.84
November	80.9	13.30	133.9	130.1	13.67	12.80	5.19	4.86
December	70.7	10.30	133.3	129.4	13.50	12.64	5.15	4.82
Year	1562.6	18.84	1777.8	1724.0	182.51	170.69	5.22	4.88

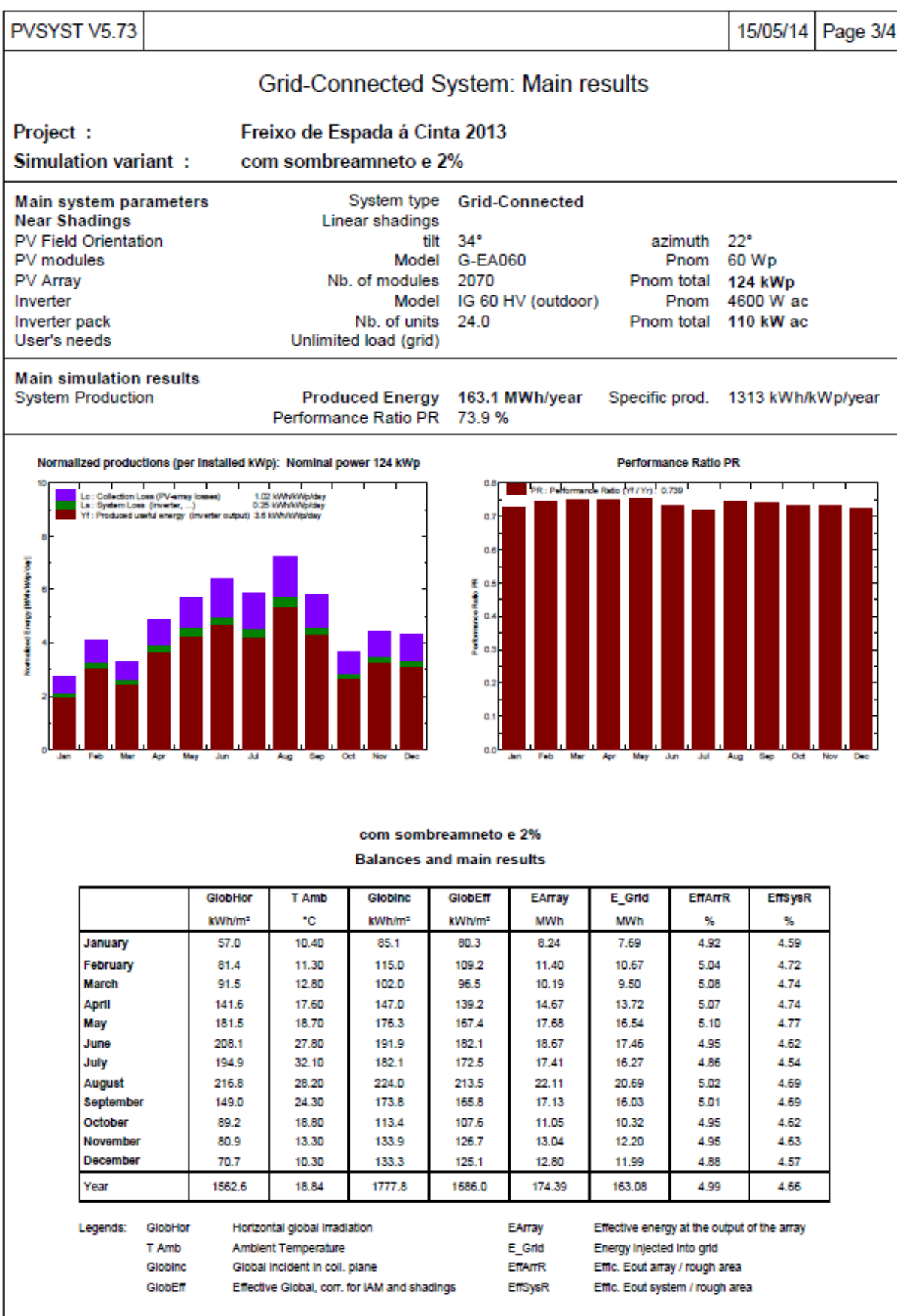
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area



D.19 Relatório da secção 7.1.4 com perdas de sujidade de 2% e com consideração do sombreamento dos painéis fotovoltaicos

PVSYST V5.73		15/05/14		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada à Cinta 2013			
Geographical Site		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2013y Portugal			
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2013, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		com sombreamento e 2%			
		Simulation date	15/05/14 18h34		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
			Manufacturer	Kaneka	
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC	
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC	
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	77 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	2.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			



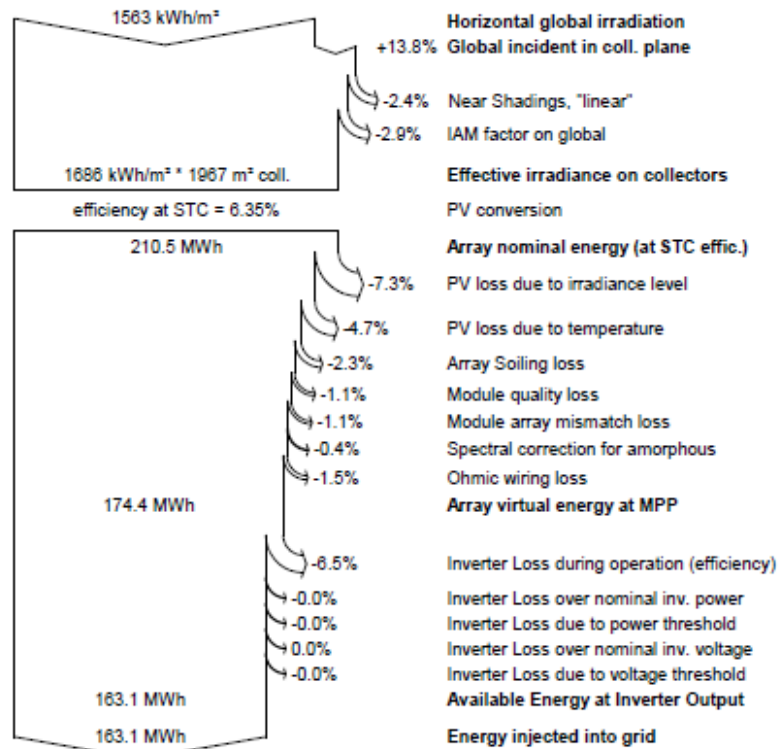


Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Freixo de Espada à Cinta 2013
Simulation variant : com sombreamento e 2%

Main system parameters	System type	Grid-Connected
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	34°
PV modules	Model	G-EA060
PV Array	Nb. of modules	2070
Inverter	Model	IG 60 HV (outdoor)
Inverter pack	Nb. of units	24.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	22°
	Pnom	60 Wp
	Pnom total	124 kWp
	Pnom	4600 W ac
	Pnom total	110 kW ac

Loss diagram over the whole year



D.20 Relatório da secção 7.1.4 com perdas de sujidade de 4% e com consideração do sombreamento dos painéis fotovoltaicos

PVSYST V5.73					15/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada à Cinta 2013				
Geographical Site		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2013, Portugal				
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0		Altitude 776 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2013, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		com sombreamento e 4%				
		Simulation date	15/05/14 18h35			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		Linear shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060		
		Manufacturer	Kaneka			
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A	
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules	
		Module area	1967 m²			
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)			
		Manufacturer	Fronius International			
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC		
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	77 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC	
Array Soiling Losses				Loss Fraction	4.0 %	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				

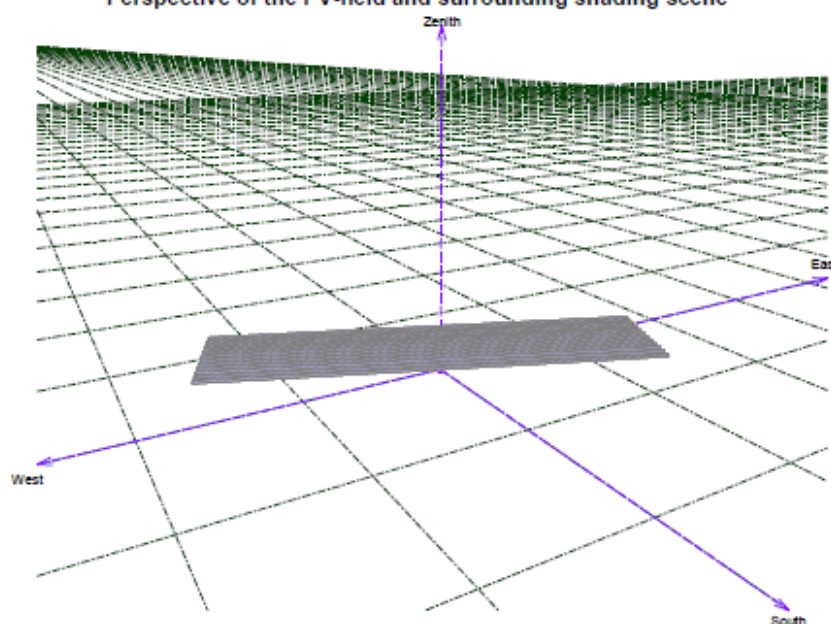
PVSYST V5.73	15/05/14	Page 2/4
--------------	----------	----------

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Freixo de Espada à Cinta 2013
 Simulation variant : com sombreamento e 4%

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	34°	azimuth	22°
PV modules	Model	G-EA060	Pnom	60 Wp
PV Array	Nb. of modules	2070	Pnom total	124 kWp
Inverter	Model	IG 60 HV (outdoor)	Pnom	4600 W ac
Inverter pack	Nb. of units	24.0	Pnom total	110 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

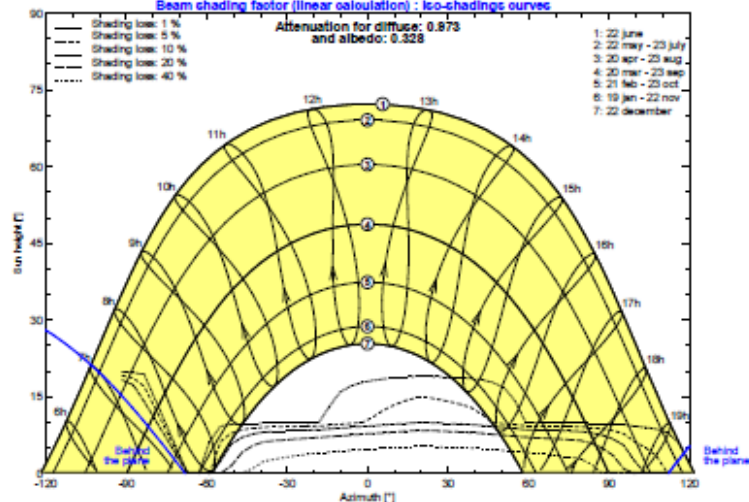
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Freixo de Espada à Cinta 2013: New shading scene

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves



PVSYST V5.73	15/05/14	Page 3/4
--------------	----------	----------

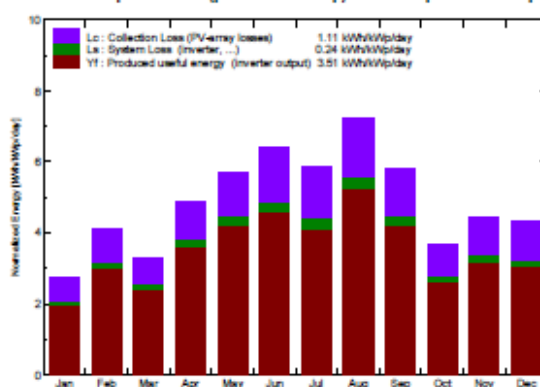
Grid-Connected System: Main results

Project : Freixo de Espada à Cinta 2013
Simulation variant : com sombreamento e 4%

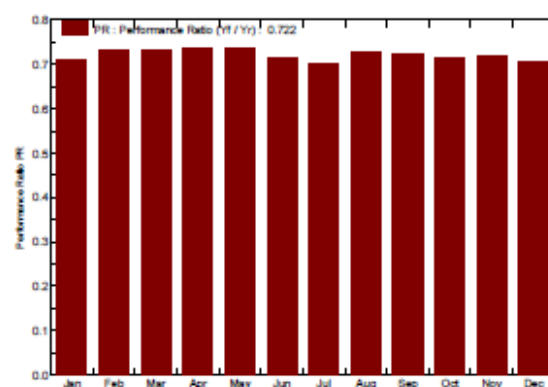
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	34°
PV modules	Model	G-EA060
PV Array	Nb. of modules	2070
Inverter	Model	IG 60 HV (outdoor)
Inverter pack	Nb. of units	24.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	22°
	Pnom	60 Wp
	Pnom total	124 kWp
	Pnom	4600 W ac
	Pnom total	110 kW ac

Main simulation results			
System Production	Produced Energy	159.3 MWh/year	Specific prod. 1283 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	72.2 %	

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 124 kWp



Performance Ratio PR

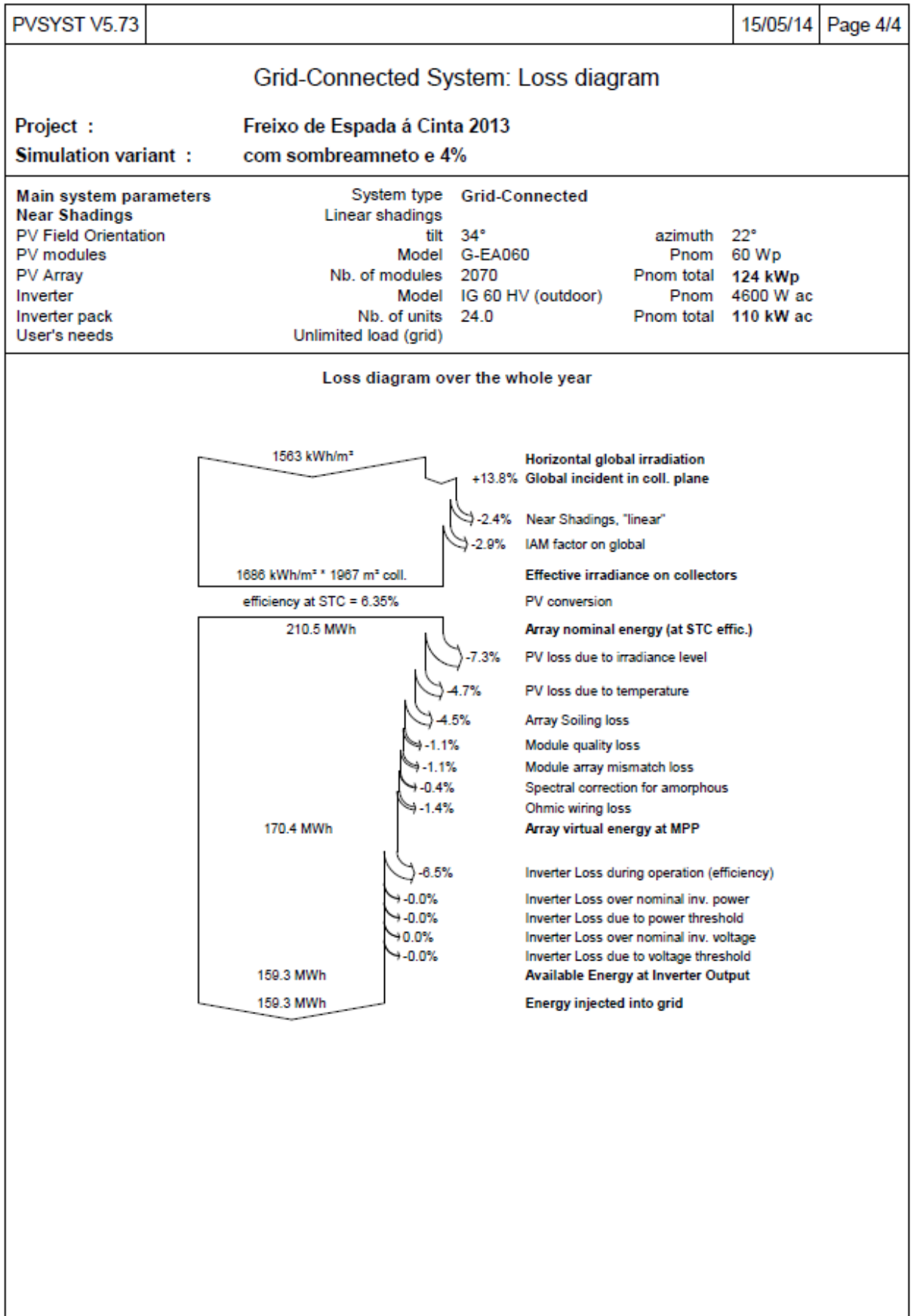


com sombreamento e 4%

Balances and main results

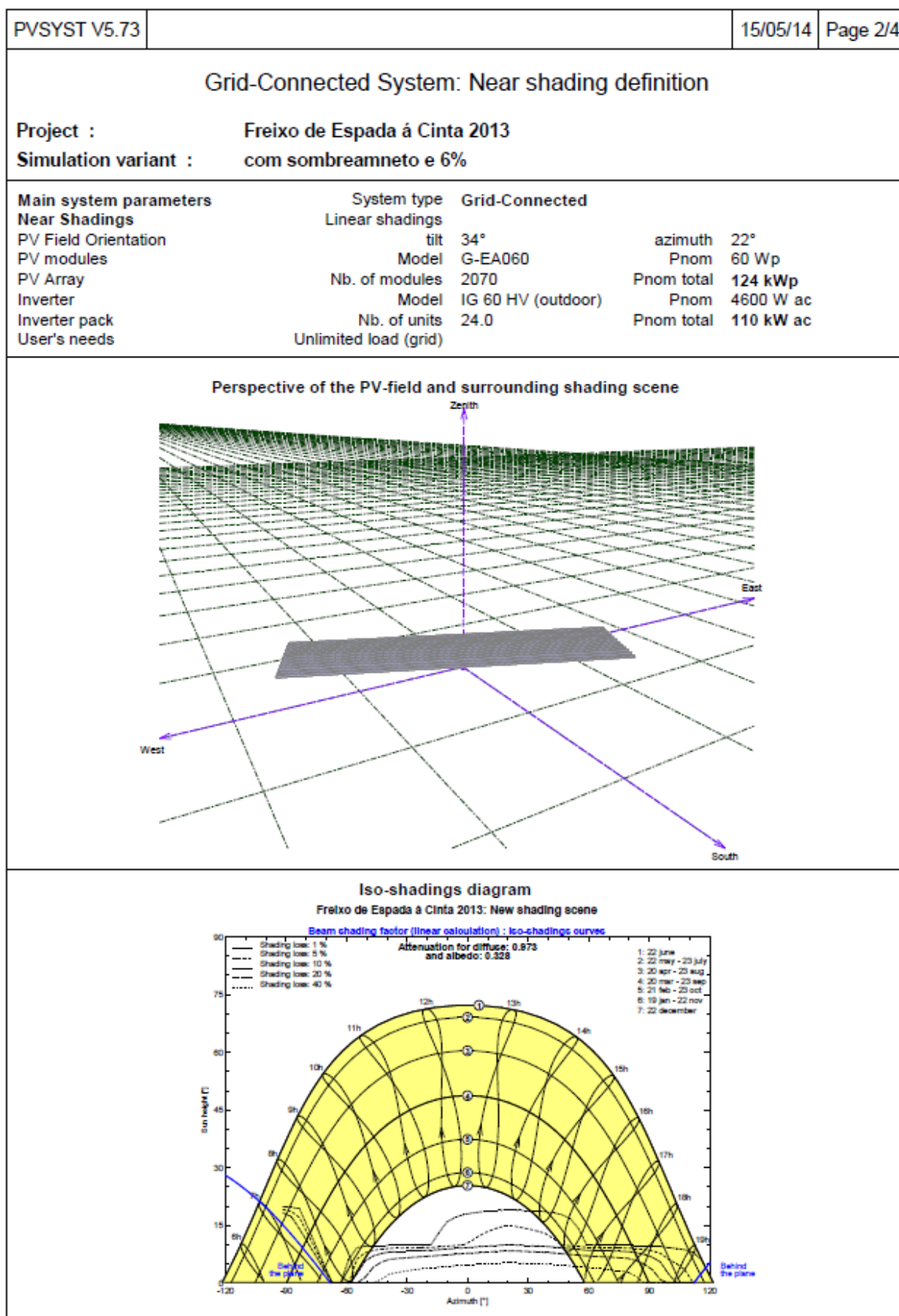
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	57.0	10.40	85.1	80.3	8.06	7.52	4.81	4.49
February	81.4	11.30	115.0	109.2	11.14	10.42	4.93	4.61
March	91.5	12.80	102.0	96.5	9.96	9.28	4.96	4.63
April	141.6	17.60	147.0	139.2	14.34	13.41	4.96	4.64
May	181.5	18.70	176.3	167.4	17.28	16.16	4.98	4.66
June	208.1	27.80	191.9	182.1	18.24	17.06	4.83	4.52
July	194.9	32.10	182.1	172.5	17.00	15.89	4.75	4.44
August	216.8	28.20	224.0	213.5	21.59	20.21	4.90	4.59
September	149.0	24.30	173.8	165.8	16.74	15.66	4.89	4.58
October	89.2	18.80	113.4	107.6	10.79	10.08	4.84	4.52
November	80.9	13.30	133.9	126.7	12.74	11.93	4.84	4.53
December	70.7	10.30	133.3	125.1	12.51	11.71	4.77	4.47
Year	1562.6	18.84	1777.8	1686.0	170.39	159.32	4.87	4.56

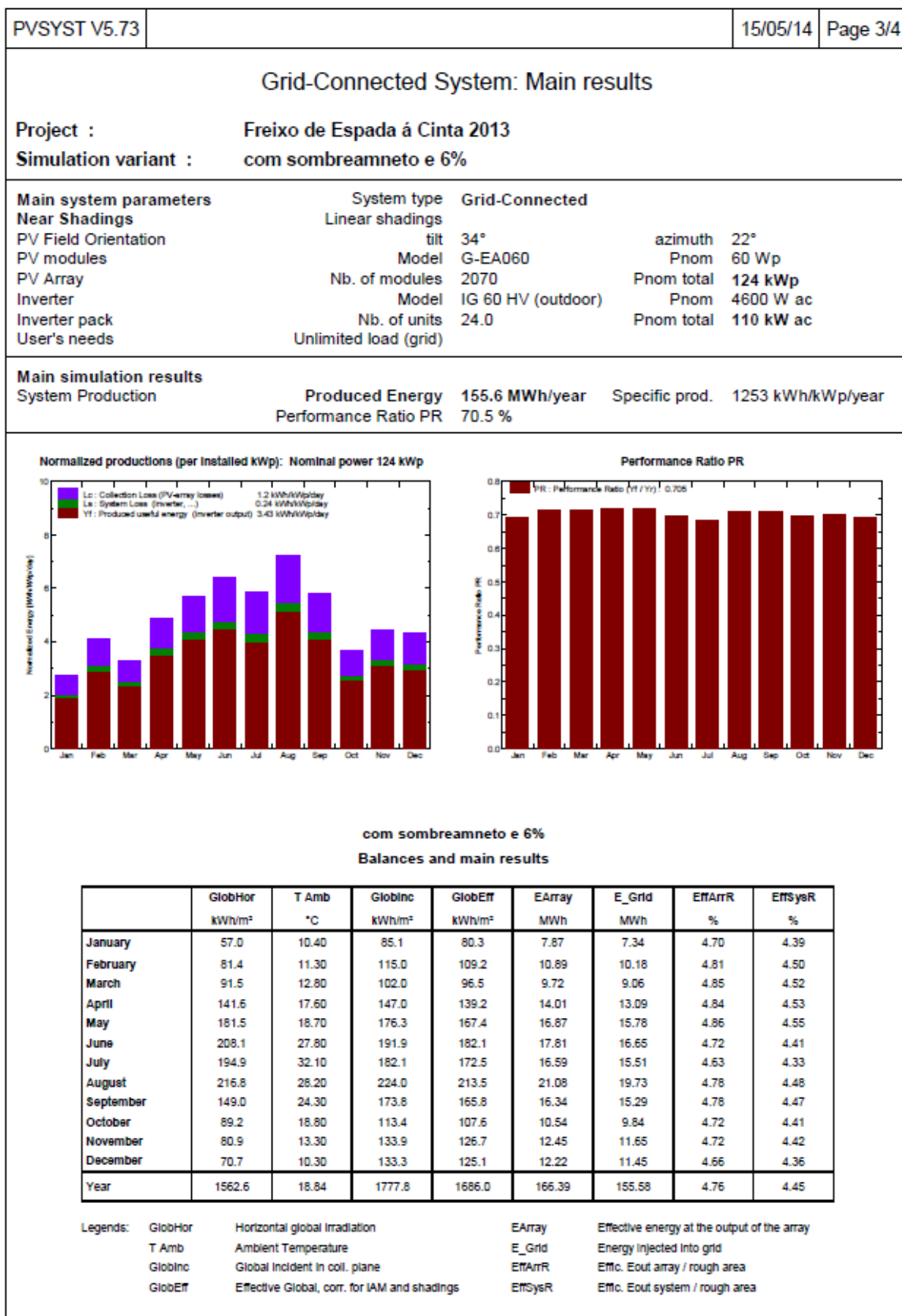
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effc. Eout array / rough area
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effc. Eout system / rough area

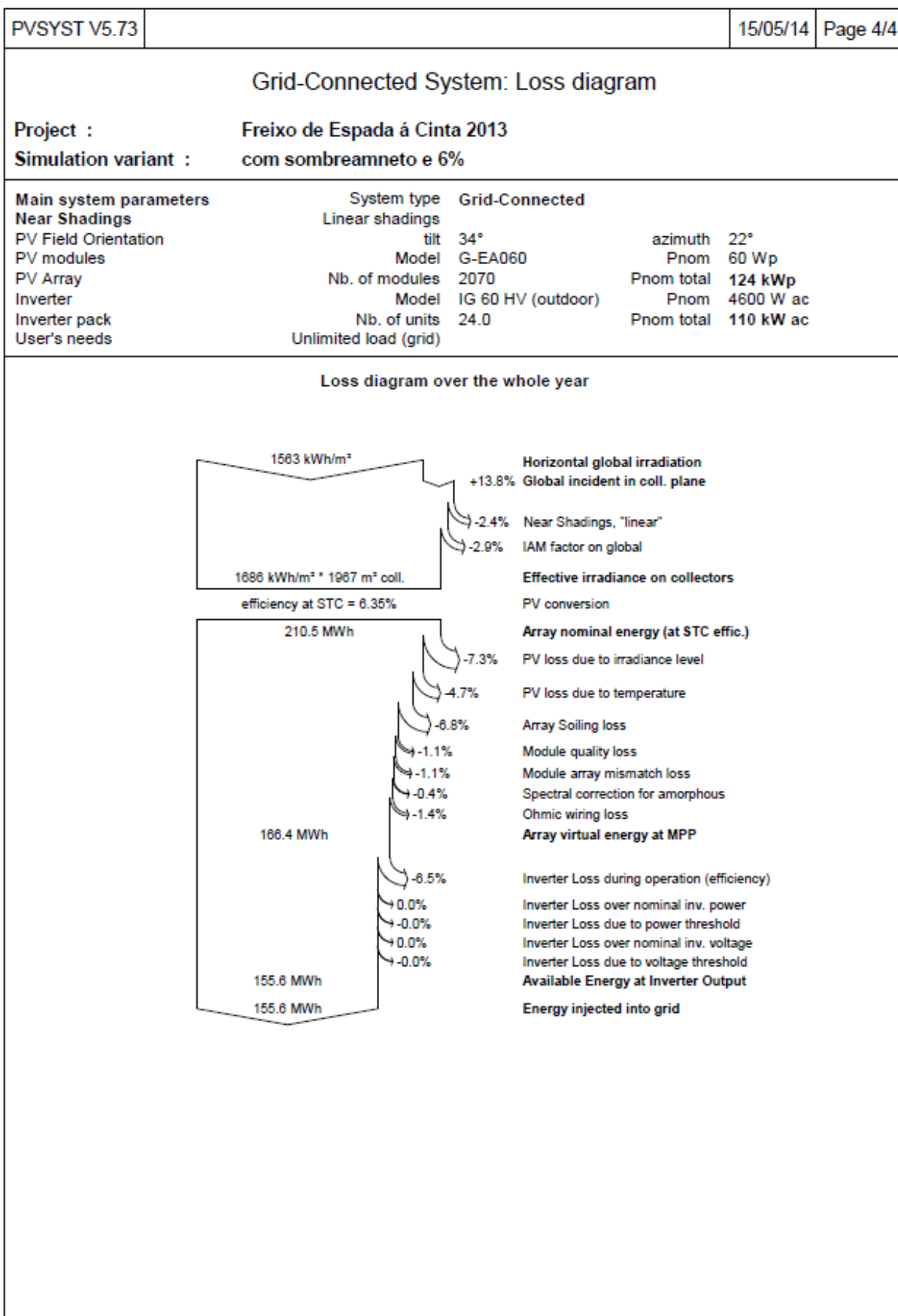


D.21 Relatório da secção 7.1.4 com perdas de sujidade de 6% e com consideração do sombreamento dos painéis fotovoltaicos

PVSYST V5.73				15/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada à Cinta 2013			
Geographical Site		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2013, Portugal			
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2013, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		com sombreamento e 6%			
		Simulation date	15/05/14 18h36		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
			Manufacturer	Kaneka	
Array#1: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:		Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC
Array#2:		Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC
Total		Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	77 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

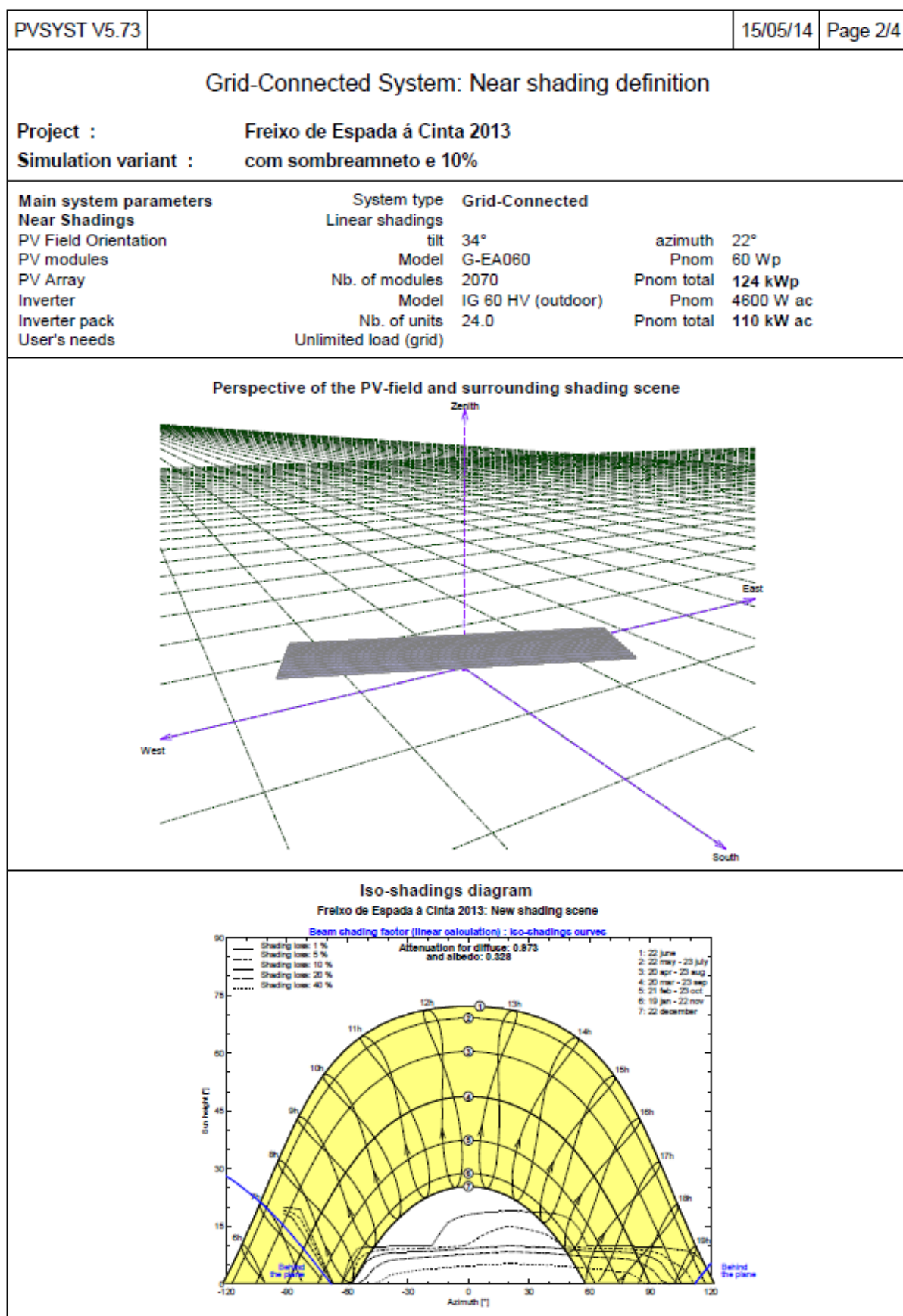


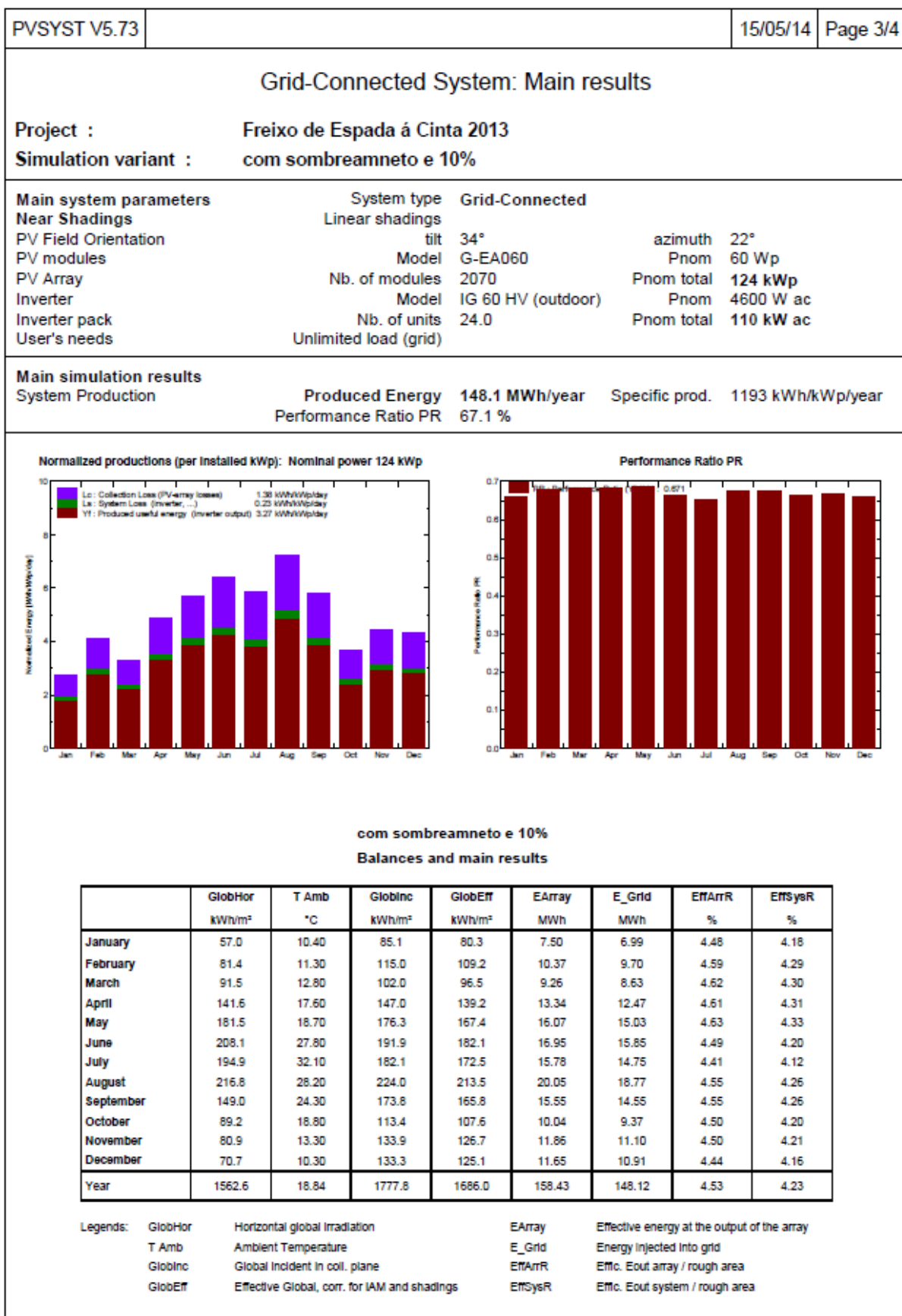


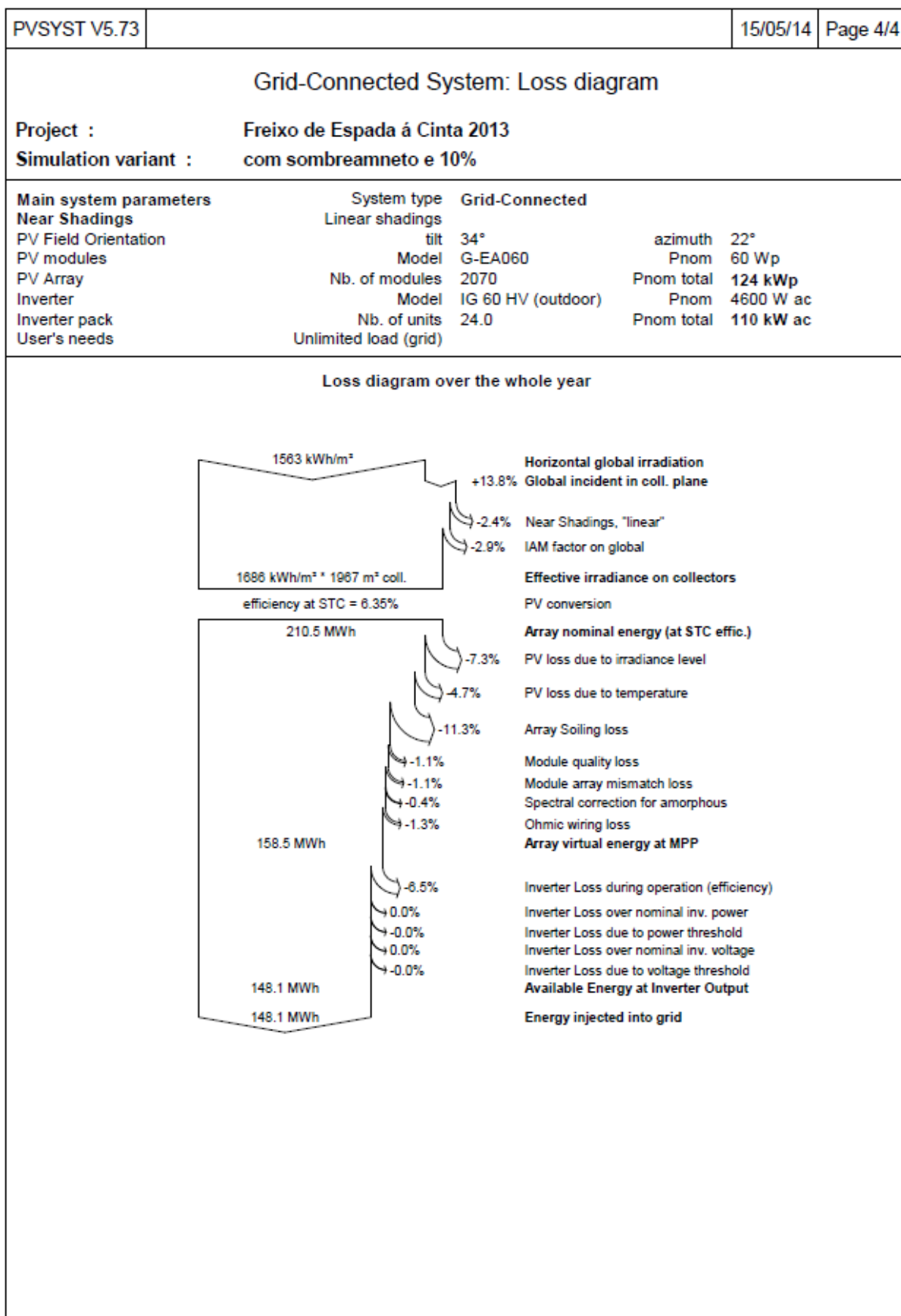


D.22 Relatório da secção 7.1.4 com perdas de sujidade de 10% e com consideração do sombreamento dos painéis fotovoltaicos

PVSYST V5.73		15/05/14		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada à Cinta 2013			
Geographical Site		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2013y Portugal			
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de Espada à Cinta - Mazouco 2013, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		com sombreamento e 10%			
		Simulation date	15/05/14 18h38		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
			Manufacturer	Kaneka	
Array#1: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:		Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC
Array#2:		Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC
Total		Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	77 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	10.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			







D.23 Catalogo do transformador da EFACEC



Transformadores de Distribuição Herméticos Perdas DMA

Hermetically Sealed Distribution Transformers DMA Losses

Transformadores de Distribuição de Energia
Energy Distribution Transformers



Hermetically Sealed DMA / Hermeticamente DMA Losses

Este catálogo contém as características técnicas dos transformadores trifásicos de distribuição de 160 a 630 kVA, herméticos, imersos em óleo mineral e para a instalação interior ou exterior.

160 kVA e 250 kVA com montagem em poste em opção (montagem apoiada).

Fabricados de acordo com a norma CEI 60076 e a especificação "DMA-C52-125/N Jun 2001, Mod. nº1 Mar 2005 da EDP Distribuição".

Tensões Normalizadas

- Alta tensão: até 36 kV;
- Regulação $\pm 2 \times 2,5\%$ por comutador manobrável fora de tensão
- Baixa tensão: 420 V.

Ligações

- Dyn5

Frequência

- 50 Hz

This catalogue shows the specifications for three-phase mineral oil filled and hermetically sealed distribution transformers, for indoor or outdoor installation, from 160 to 630 kVA.

160 kVA and 250 kVA at pole mounted option (mounting supported).

In accordance with the IEC 60076 standard and "DMA-C52-125/N Jun 2001, Mod. nº1 Mar 2005 da EDP Distribuição".

Standard Voltages

- High voltage: up to 36 kV;
- Tapping ranger $\pm 2 \times 2,5\%$ by an off-circuit tap changer
- Low voltage: 420 V.

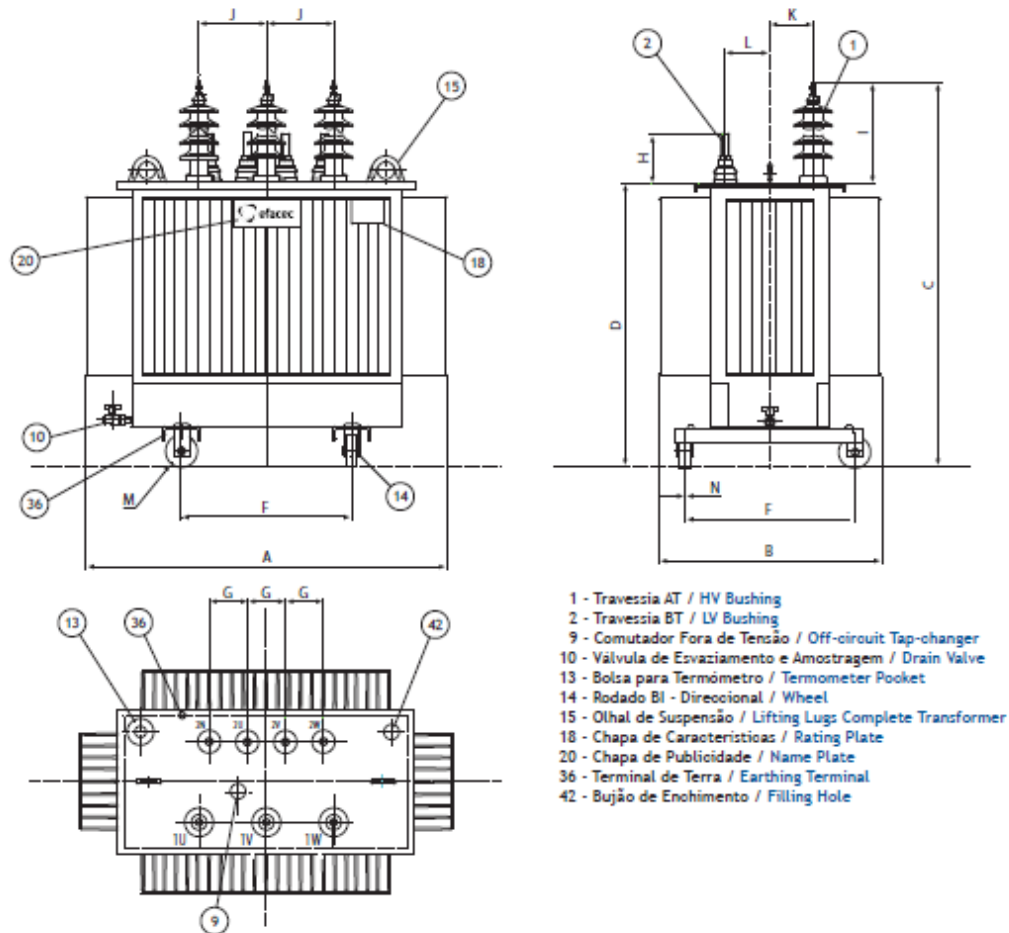
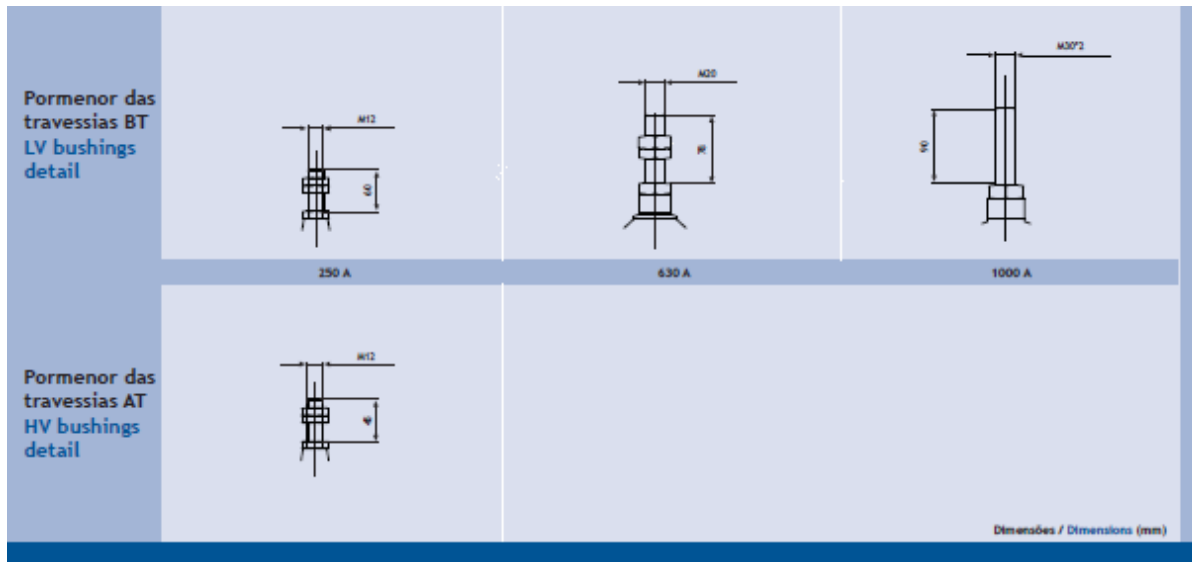
Connection symbols

- Dyn5

Frequency

- 50 Hz





Efacec Energia, Máquinas e Equipamentos Eléctricos, S.A.

Unidade de Transformadores de Distribuição

Sede/Main Office:

Ap. 1018 - Arróelia | Leça do Balio | Parque Empresarial da Arróelia (Ponte) | 4400-952 S. Mamede de Infesta | Portugal

Tel: +351 229 362 300 | Fax: +351 229 362 880 | E-mail: eng@efacec.com | web: www.efacec.com



Mod. TR 10 B 1007 A 1

Dimensões e Massas 420 V

Dimensions and Weights 420 V

Tensão mais elevada
Highest voltage
≤ 17,5 kV

Potência / Rated power	kVA	160	250	400	630
Tolerância dimensionais / Dimensional Tolerances		± 5%			
Dimensões / Dimensions (mm)	A	860	1174	1224	1424
	B	790	764	804	824
	(10 kV) C	1181	1232	1282	1382
	(15 kV) C	1306	1357	1407	1507
	D	921	972	1022	1122
	F	520	520	670	670
	G	150	150	150	150
	H	185	212	180	198
	(10 kV) I	260	260	260	260
	(15 kV) I	385	385	385	385
	J	265	265	265	265
	K	120	130	150	160
	L	140	150	170	165
	M	125	125	125	125
	N	40	40	40	40
Massa do óleo / Oil weight	kg	155	190	220	300
Massa Total / Total weight	kg	830	1060	1390	1950

Tensão mais elevada
Highest voltage
36 kV

Dimensões / Dimensions (mm)	A	1010	1274	1374	1474
	B	890	864	904	964
	C	1506	1658	1658	1758
	D	921	1073	1073	1173
	F	520	520	670	670
	G	150	150	150	150
	H	185	212	180	198
	I	585	585	585	585
	J	340	340	340	340
	K	120	170	190	220
	L	190	200	220	225
	M	125	125	125	125
	N	40	40	40	40
Massa do óleo / Oil weight	kg	250	320	360	490
Massa Total / Total weight	kg	1010	1330	1710	2350

Características Técnicas 420 V

Technical Characteristics 420 V

Tensão mais elevada
Highest voltage

≤ 17,5 kV

Potência / Rated power	kVA	160	250	400	630
Perdas em vazio / No-load losses	W	275	390	565	815
Perdas devidas à carga / Load losses (75°C)	W	2040	2760	3810	5140
Tensão CC / Impedance voltage (75°C)	%	4,0	4,0	4,0	4,0
Corrente nominal (BT) / Rated current (LV)	A	219,9	343,7	549,9	866,0
Corrente CC (BT) / Short-circuit current (LV)	kA	5,5	8,6	13,7	21,7
Rendimentos / Efficiency (75°C)					
cos φ = 1,0	50%	99,02%	99,14%	99,24%	99,33%
	75%	98,81%	98,96%	99,10%	99,22%
	100%	98,55%	98,74%	98,91%	99,05%
cos φ = 0,8	50%	98,77%	98,92%	99,05%	99,17%
	75%	98,52%	98,71%	98,87%	99,02%
	100%	98,19%	98,43%	98,63%	98,82%
Queda de tensão / Voltage drop (75°C)					
cos φ = 1,0	%	1,35%	1,17%	1,03%	0,90%
cos φ = 0,8	%	3,32%	3,22%	3,13%	3,04%
Potência sonora / Sound power level (L _{wa})	db(A)	52	55	58	60

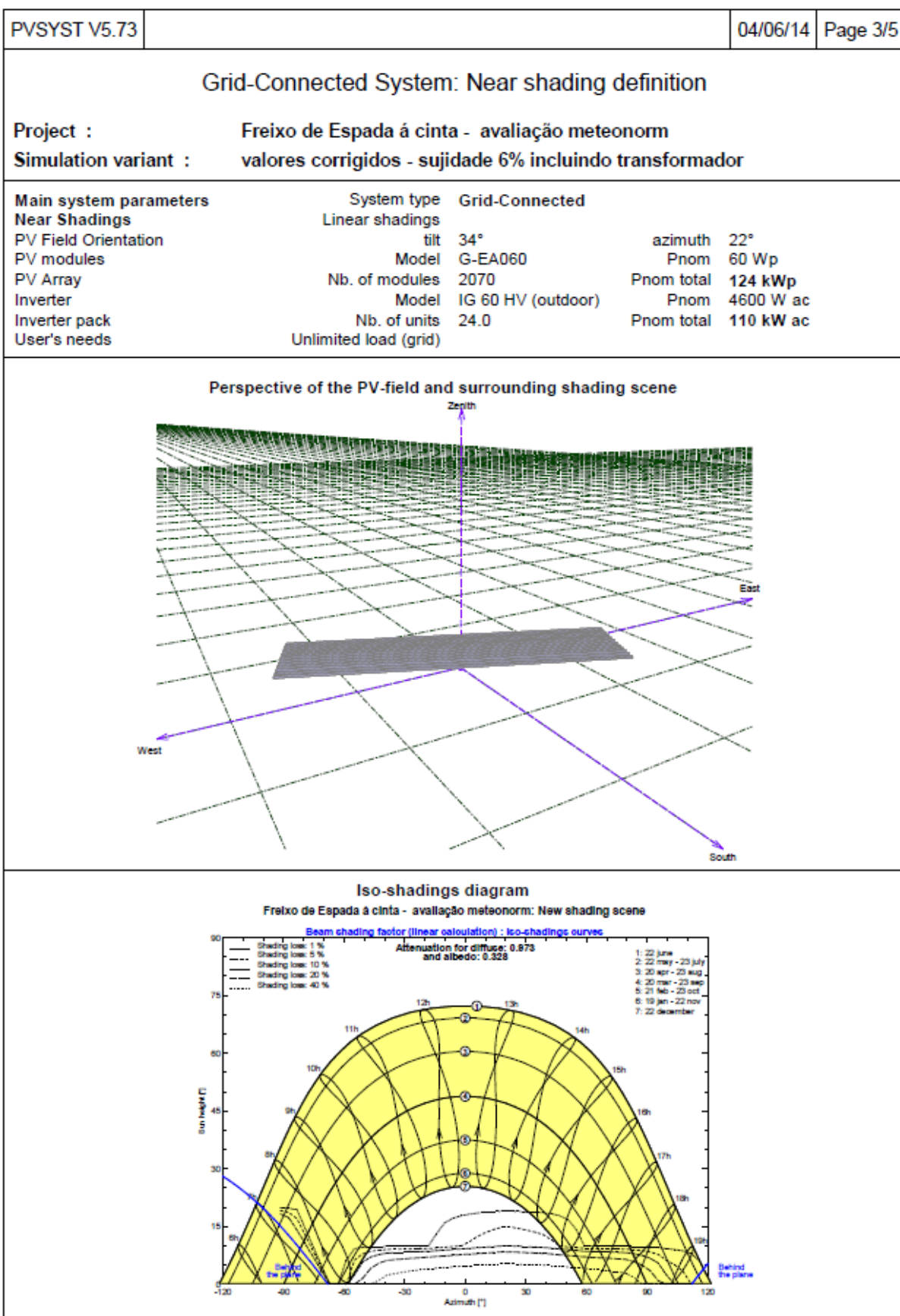
Tensão mais elevada
Highest voltage

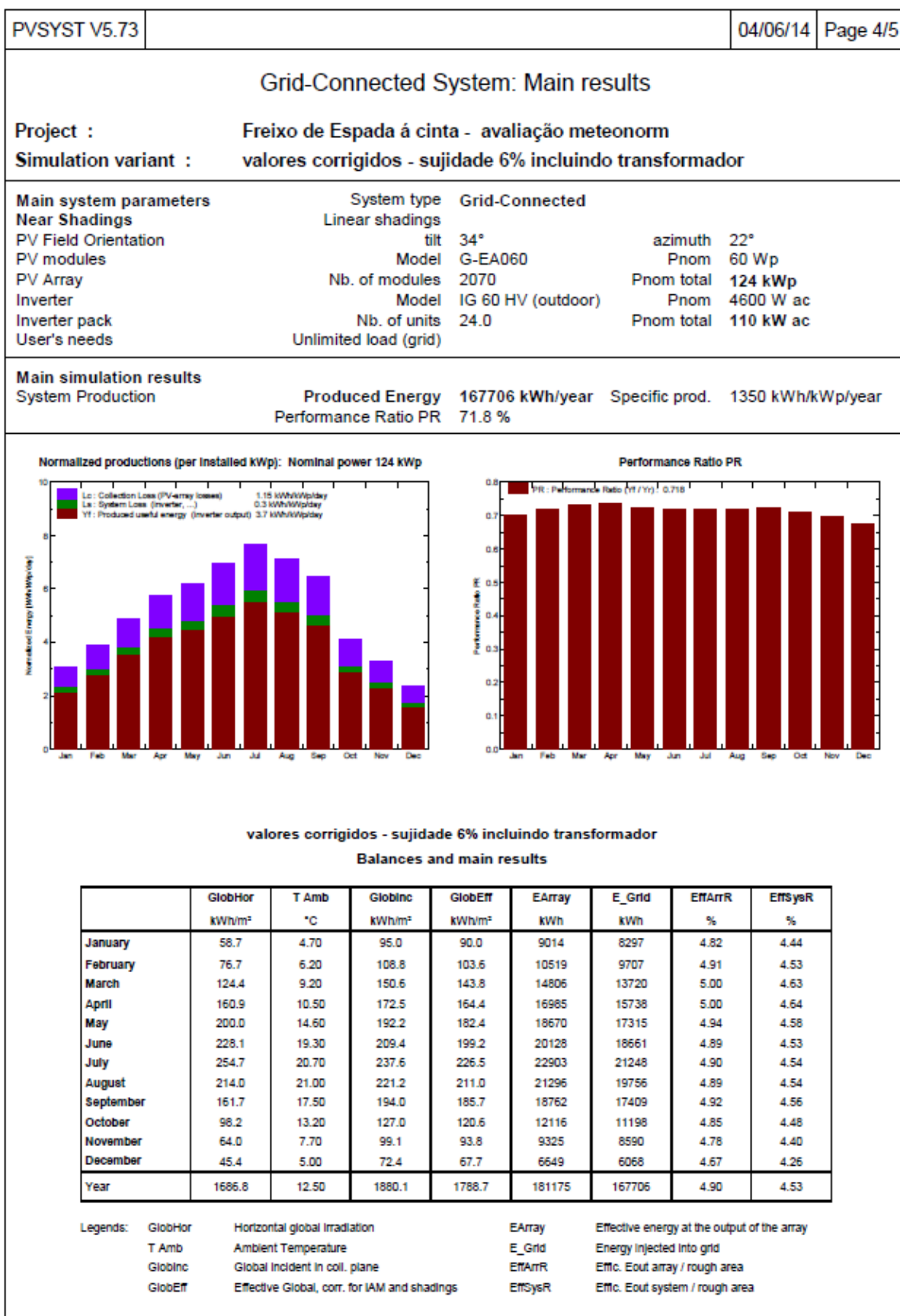
36 kV

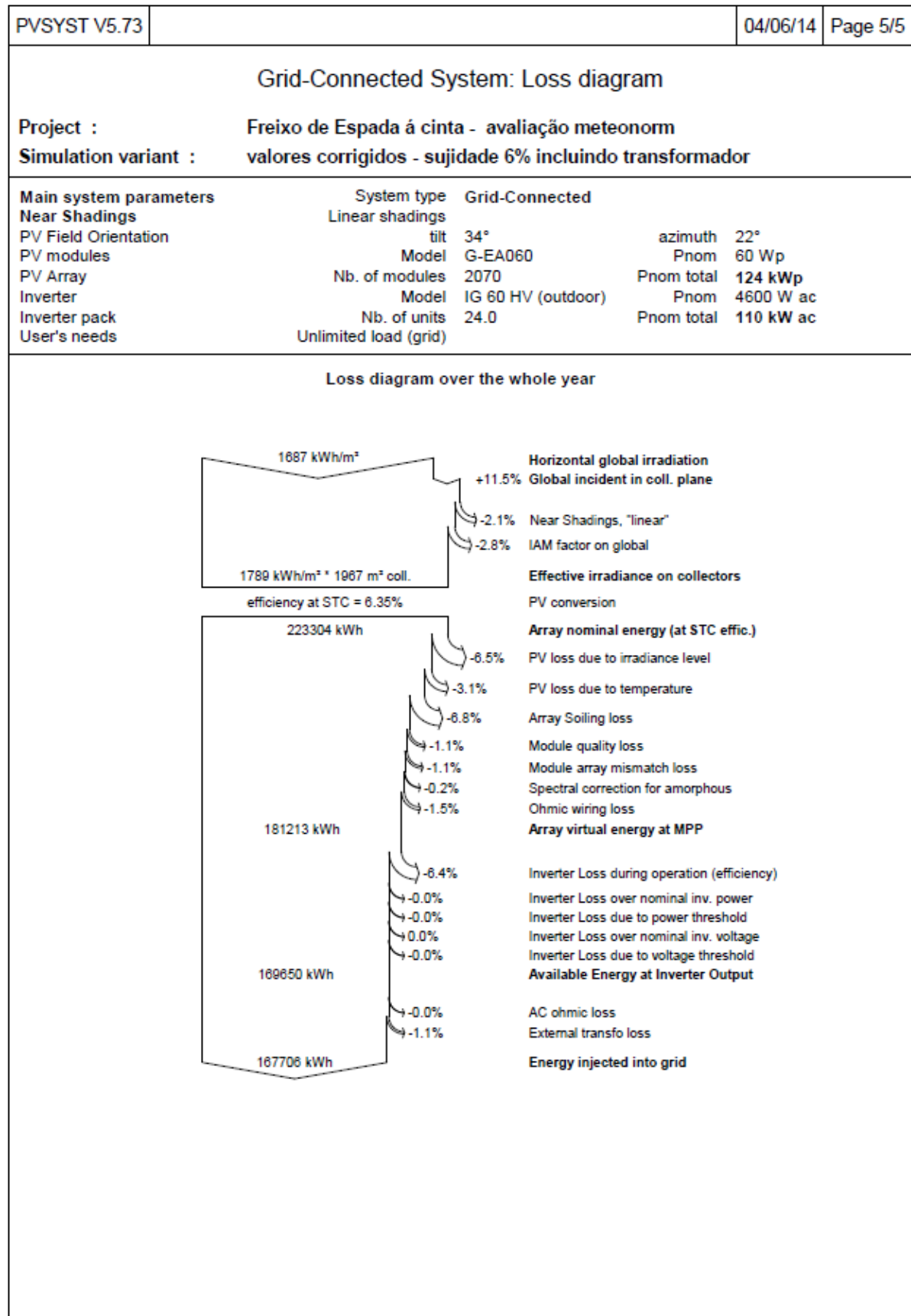
Perdas em vazio / No-load losses	W	305	415	595	845
Perdas devidas à carga / Load losses (75°C)	W	2060	2760	3710	5000
Tensão CC / Impedance voltage (75°C)	%	5,0	5,0	5,0	5,0
Corrente nominal (BT) / Rated current (LV)	A	219,9	343,7	549,9	866,0
Corrente CC (BT) / Short-circuit current (LV)	kA	4,4	6,9	11,0	17,3
Rendimentos / Efficiency (75°C)					
cos φ = 1,0	50%	98,98%	99,12%	99,24%	99,33%
	75%	98,78%	98,95%	99,11%	99,23%
	100%	98,52%	98,73%	98,92%	99,07%
cos φ = 0,8	50%	98,72%	98,90%	99,05%	99,17%
	75%	98,48%	98,69%	98,88%	99,03%
	100%	98,15%	98,41%	98,65%	98,84%
Queda de tensão / Voltage drop (75°C)					
cos φ = 1,0	%	1,41%	1,22%	1,05%	0,91%
cos φ = 0,8	%	3,98%	3,86%	3,75%	3,66%
Potência sonora / Sound power level (L _{wa})	db(A)	52	55	58	60

D.24 Relatório da secção 7.1.5, simulação com inclusão do transformador

PVSYST V5.73				04/06/14		Page 1/5	
Grid-Connected System: Simulation parameters							
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm					
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO			Country	Portugal	
Situation		Latitude	41.2°N		Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0		Altitude	776 m	
		Albedo	0.20				
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data					
Simulation variant :		valores corrigidos - sujidade 6% incluindo transformador					
		Simulation date	04/06/14 10h50				
Simulation parameters							
Collector Plane Orientation		Tilt	34°		Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon					
Near Shadings		Linear shadings					
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)							
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060			
			Manufacturer	Kaneka			
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules		In parallel	108 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	540		Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp		At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V		I mpp	97 A	
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules		In parallel	306 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1530		Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp		At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V		I mpp	276 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp		Total	2070 modules	
		Module area	1967 m²				
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)				
		Manufacturer	Fronius International				
		Operating Voltage	150-400 V		Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	6.0		Total Power	28 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	18.0		Total Power	83 kW AC		
Total	Number of Inverter	24		Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors							
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K		Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)					NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm		Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Array#2	27 mOhm		Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Global			Loss Fraction	2.3 % at STC	
Array Soiling Losses					Loss Fraction	6.0 %	
Module Quality Loss					Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses					Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)		bo Parameter	0.05	
System loss factors							
AC loss, transfo to injection		Grid Voltage	160 kV				
		Wires	5 m 3x2 mm²		Loss Fraction	0.0 % at STC	
External transformer		Iron loss (24H connection)	117 W		Loss Fraction	0.1 % at STC	
		Resistive/Inductive losses	13.7 mOhm		Loss Fraction	1.0 % at STC	



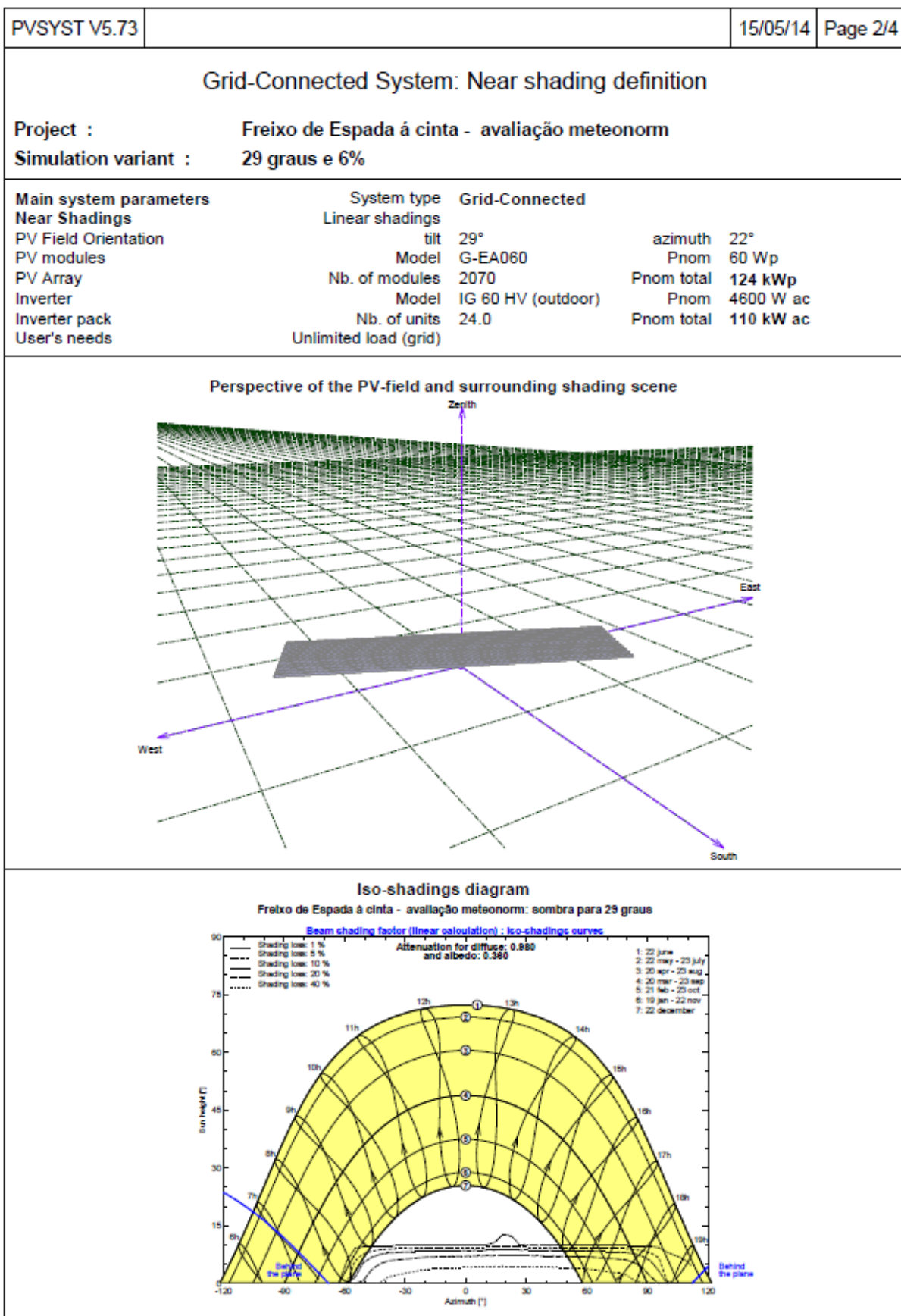


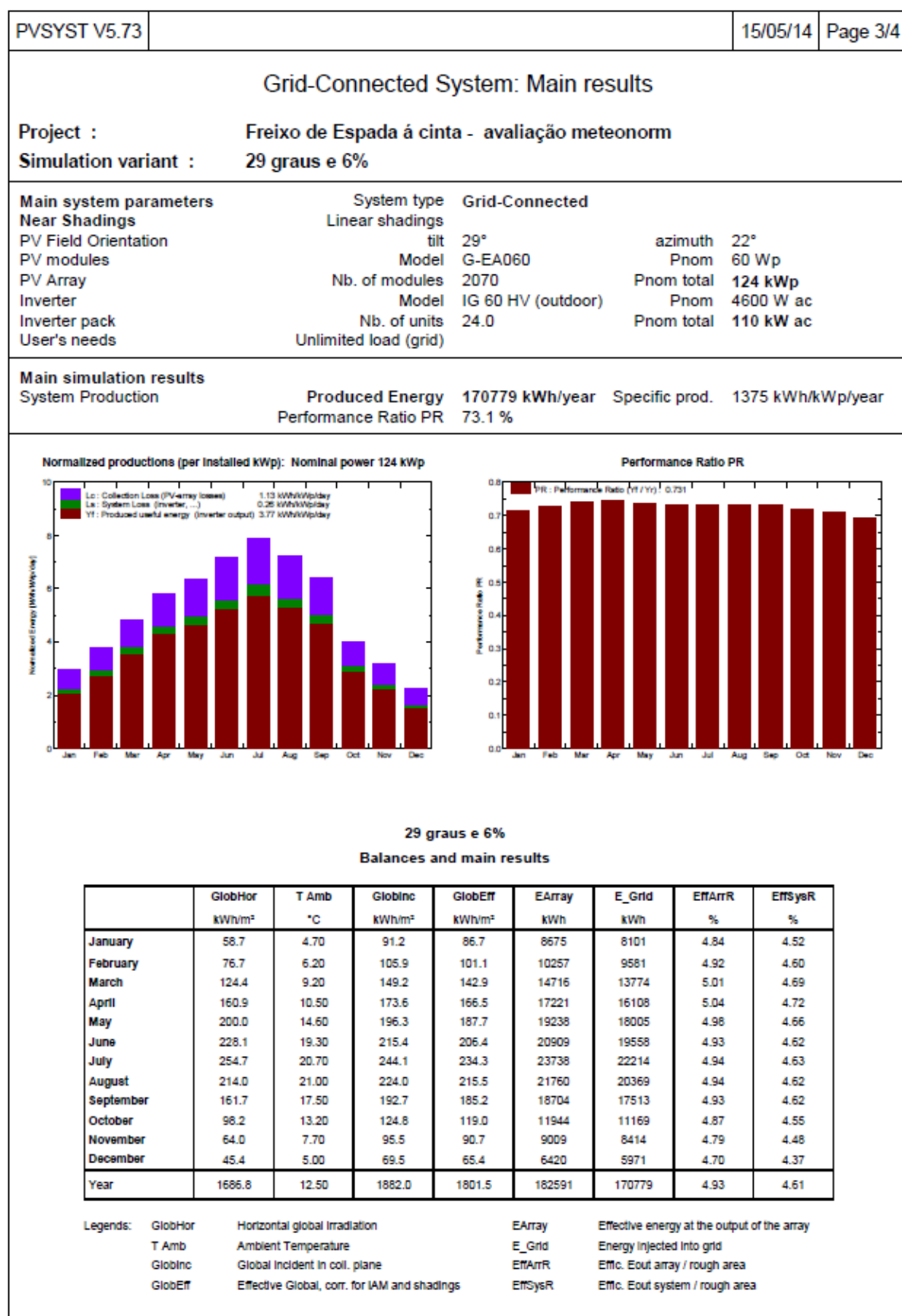


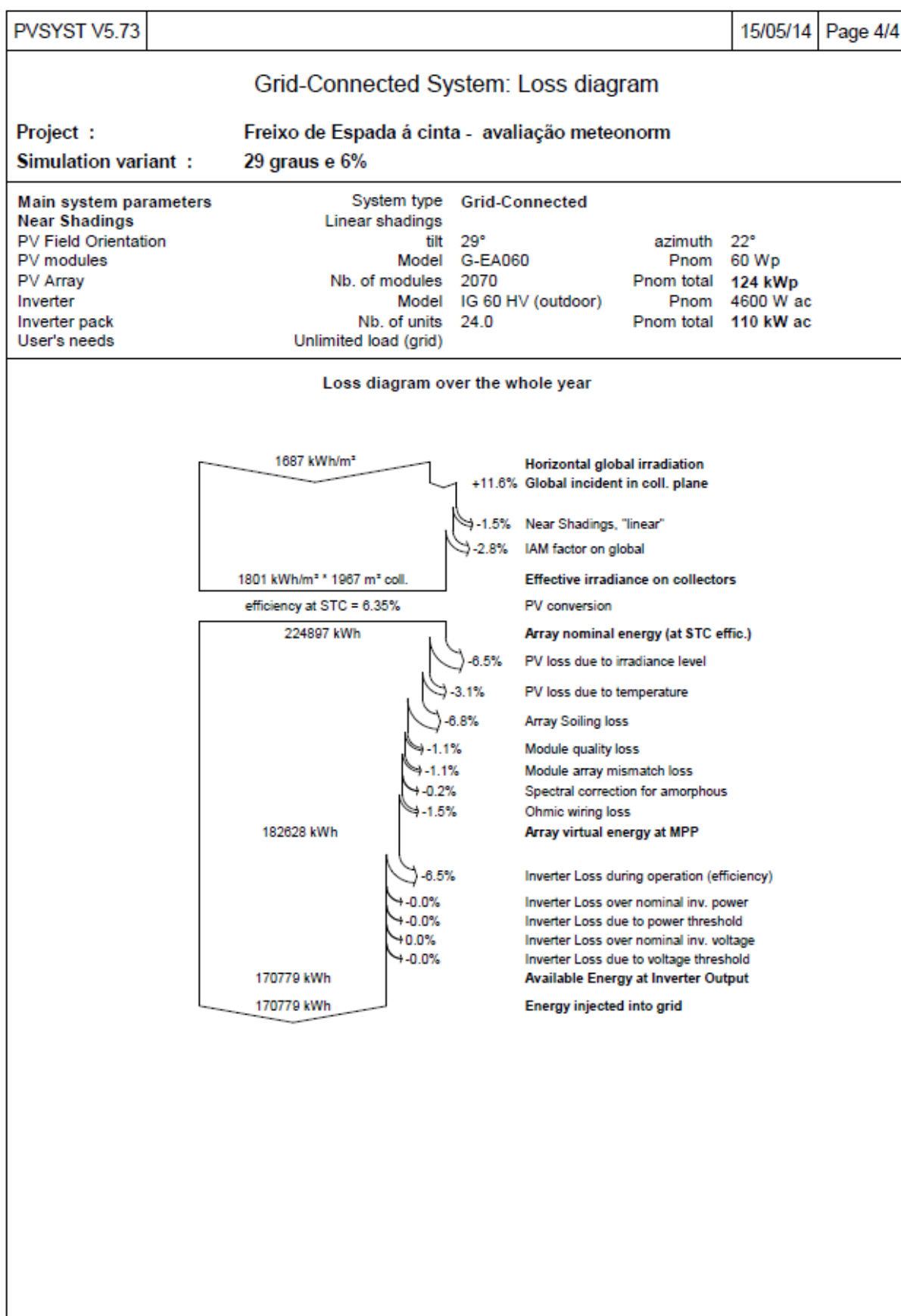
ANEXO E – Anexos relativos ao subcapítulo 7.2

E.1 Relatório para uma inclinação do painel de 29°, subcapítulo 7.2.1

PVSYST V5.73		15/05/14		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm					
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		29 graus e 6%			
		Simulation date	15/05/14 16h32		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	29°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
		Manufacturer	Kaneka		
Array#1: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:		Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC
Array#2:		Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC
Total		Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

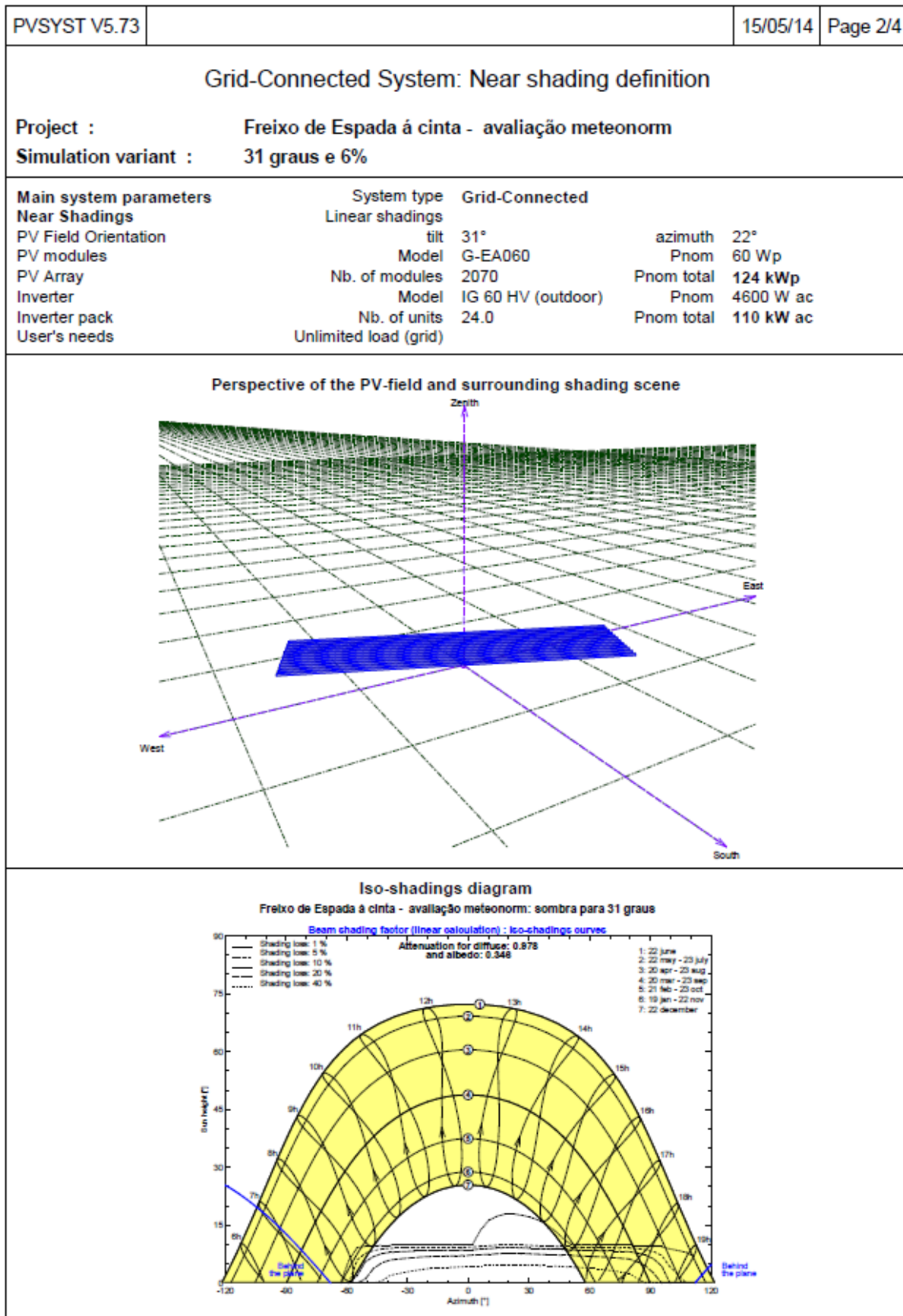


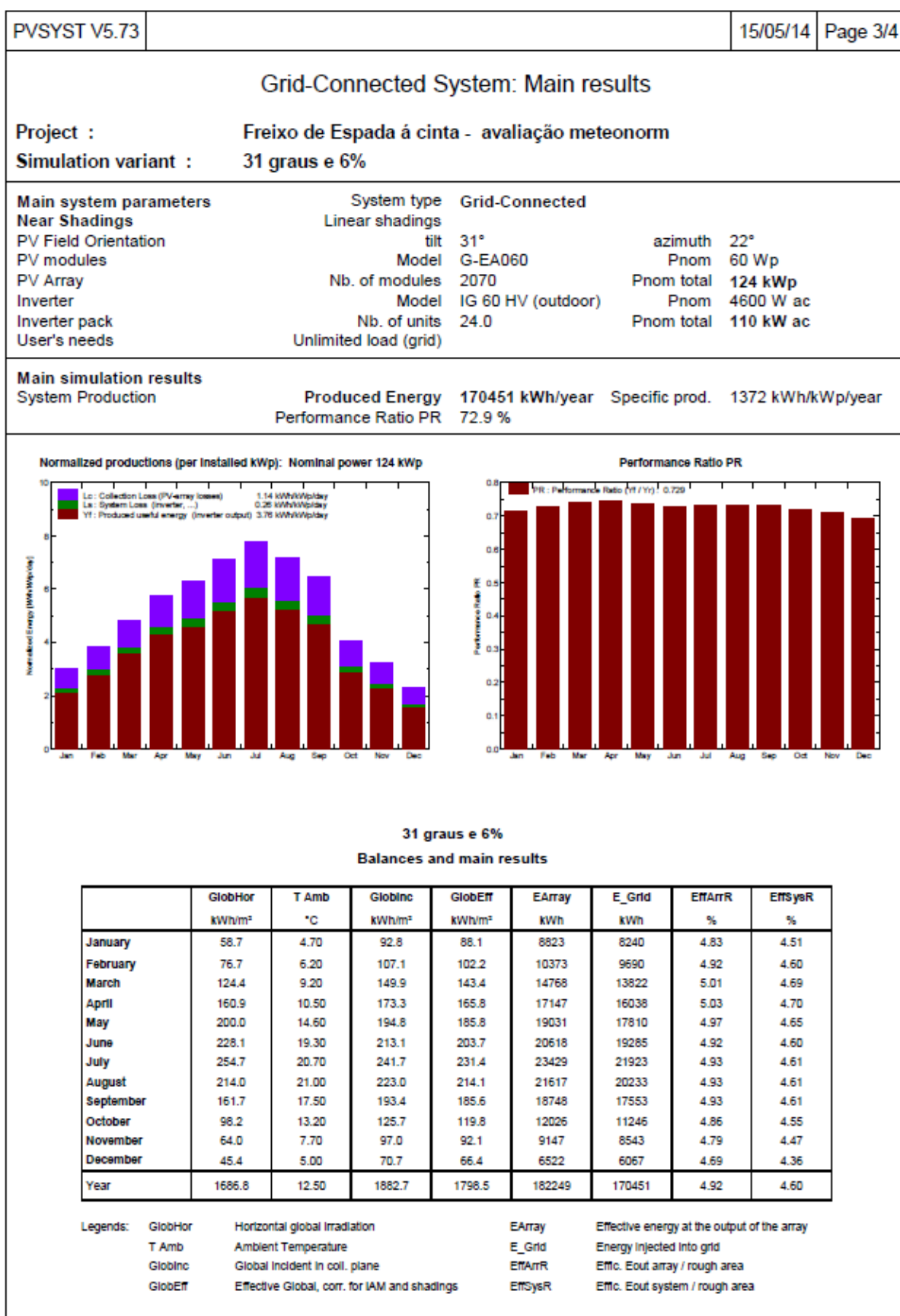


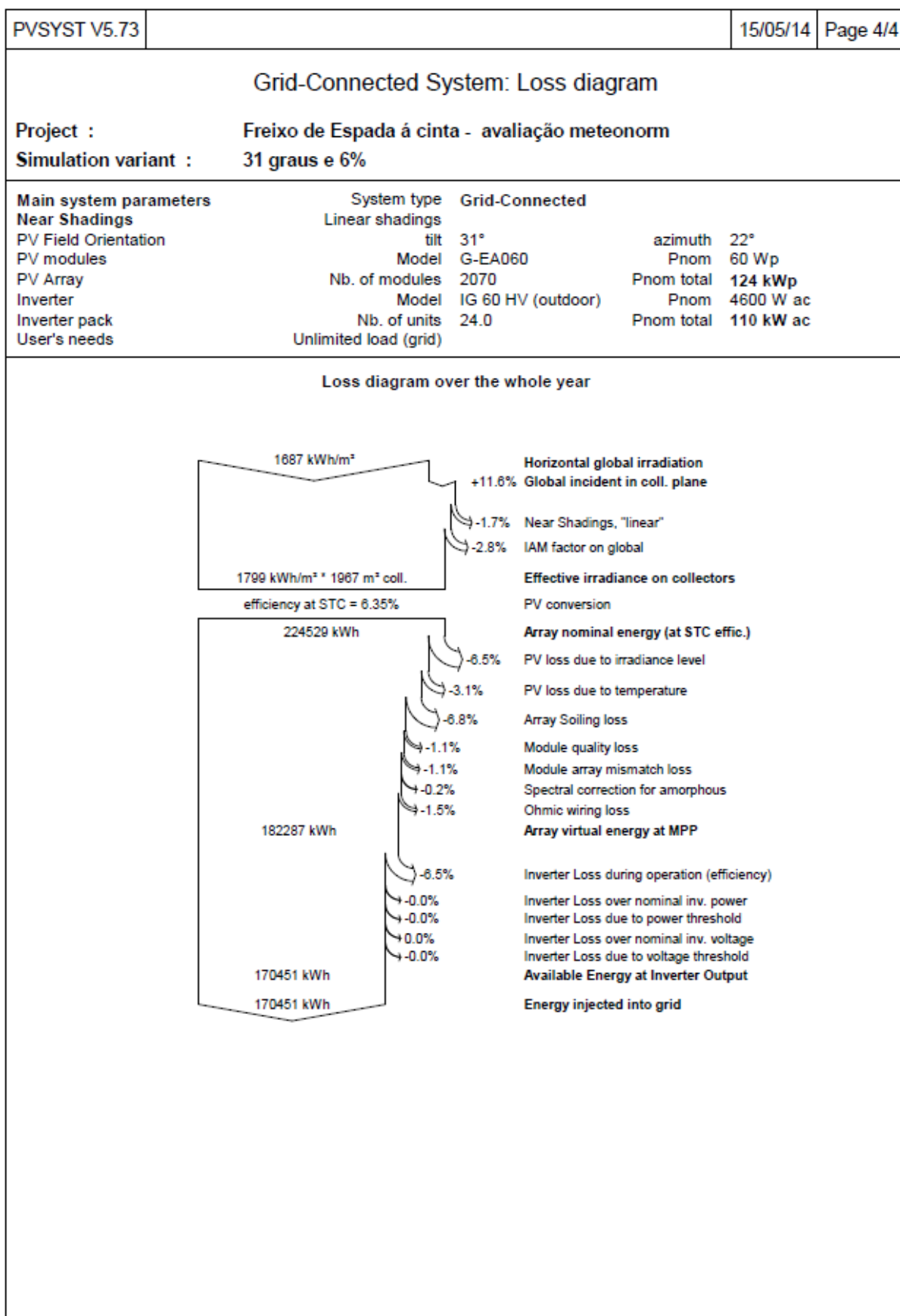


E.2 Relatório para uma inclinação do painel de 31°, subcapítulo 7.2.1

PVSYST V5.73		15/05/14		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm			
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		31 graus e 6%			
		Simulation date	15/05/14 16h36		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	31°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
			Manufacturer	Kaneka	
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC	
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC	
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

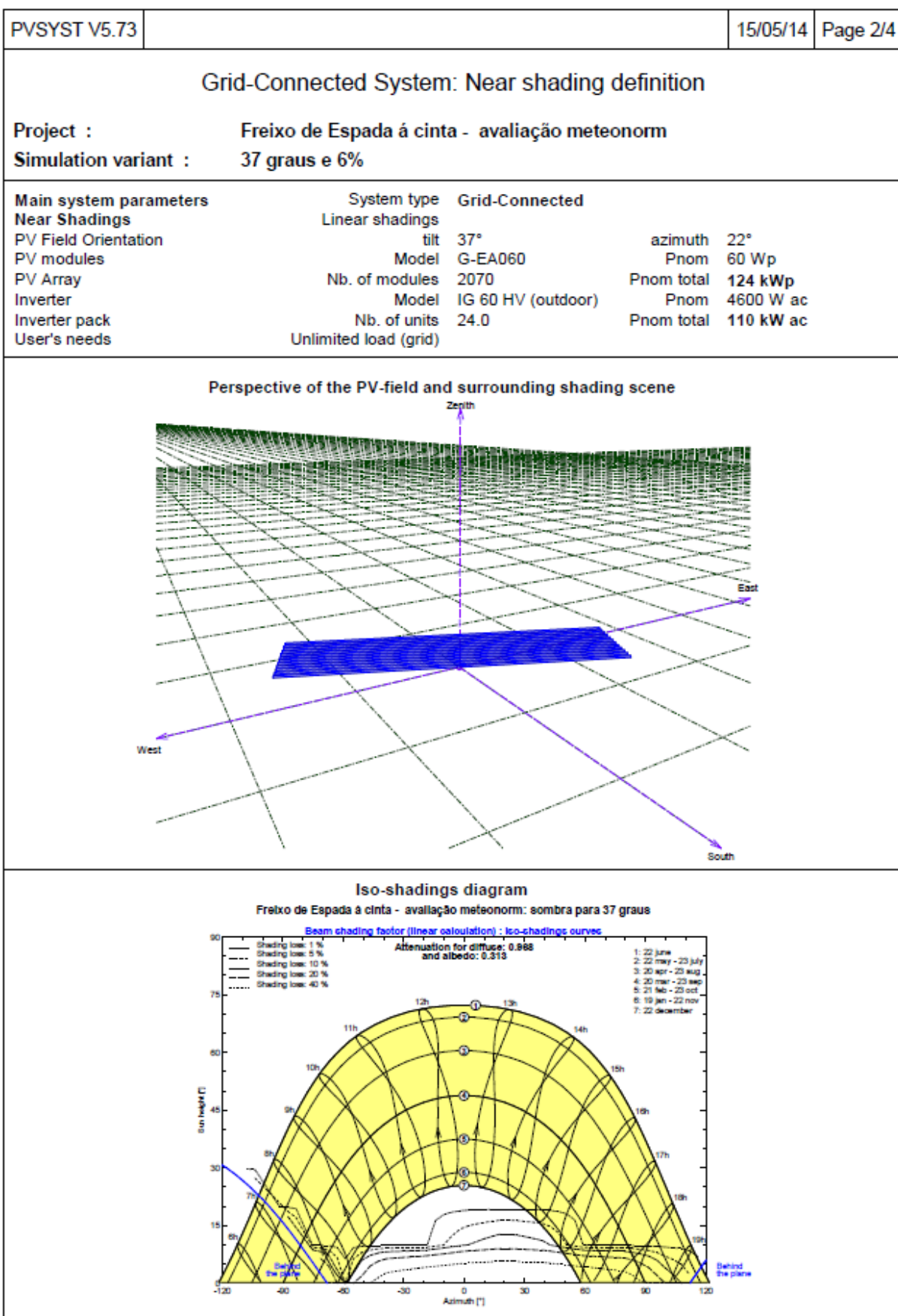


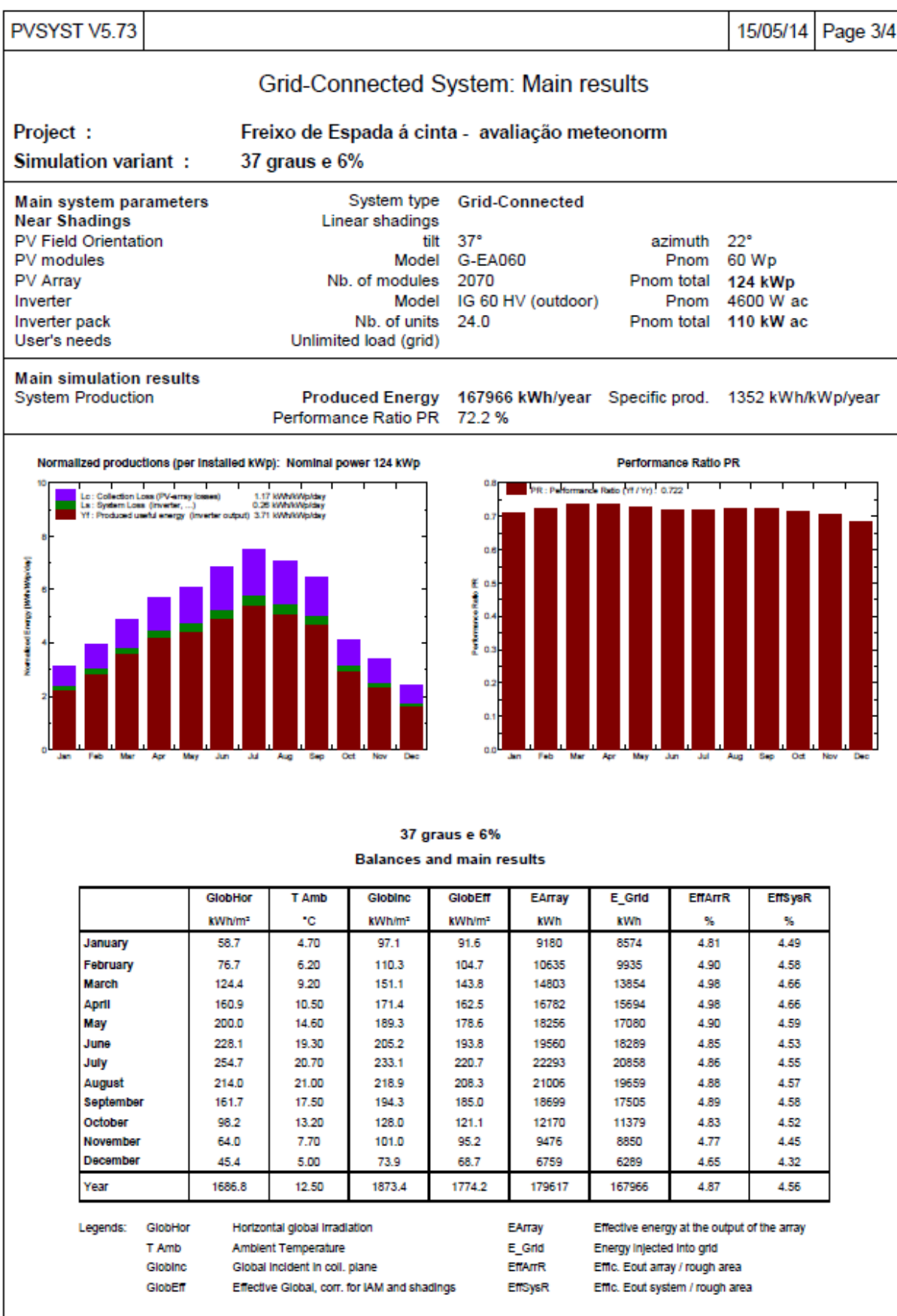


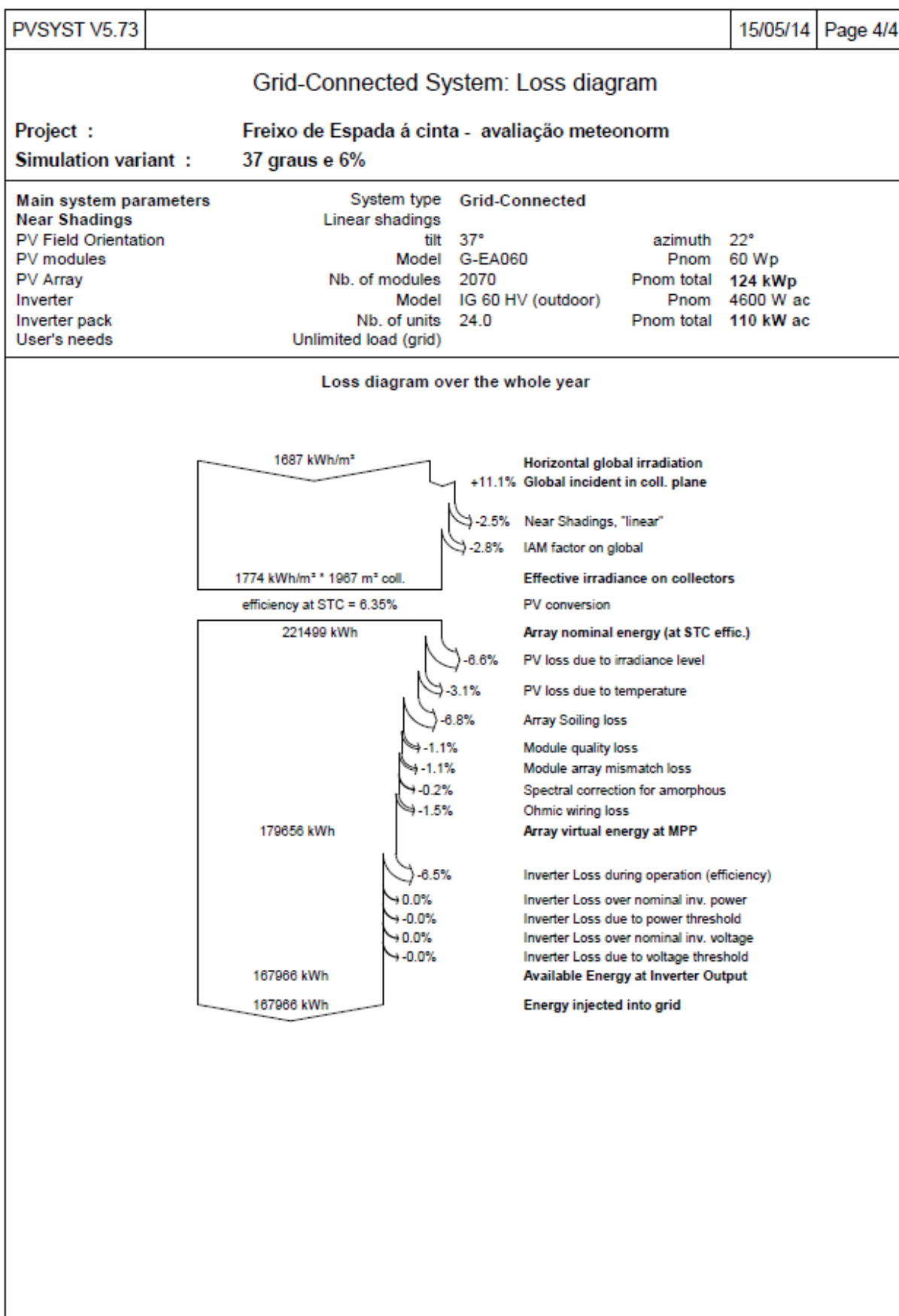


E.3 Relatório para uma inclinação do painel de 37°, subcapítulo 7.2.1

PVSYST V5.73				15/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm			
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		37 graus e 6%			
		Simulation date	15/05/14 16h38		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	37°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
		Manufacturer	Kaneka		
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC	
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC	
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			







E.4 Relatório para uma inclinação do painel de 39°, subcapítulo 7.2.1

PVSYST V5.73					15/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm				
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO			Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0		Altitude	776 m
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		39 graus e 6%				
		Simulation date	15/05/14 16h39			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	39°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		Linear shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060		
		Manufacturer	Kaneka			
Array#1: Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings		
Total number of PV modules	Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp		
Array global power	Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)		
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	315 V	I mpp	97 A		
Array#2: Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings		
Total number of PV modules	Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp		
Array global power	Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)		
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	315 V	I mpp	276 A		
Total Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules		
	Module area	1967 m²				
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)			
	Manufacturer	Fronius International				
	Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC		
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC		
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor	Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s		
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT	45 °C		
Wiring Ohmic Loss	Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC		
	Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC		
	Global		Loss Fraction	2.3 % at STC		
Array Soiling Losses			Loss Fraction	6.0 %		
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.0 %		
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP		
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05		
User's needs :		Unlimited load (grid)				

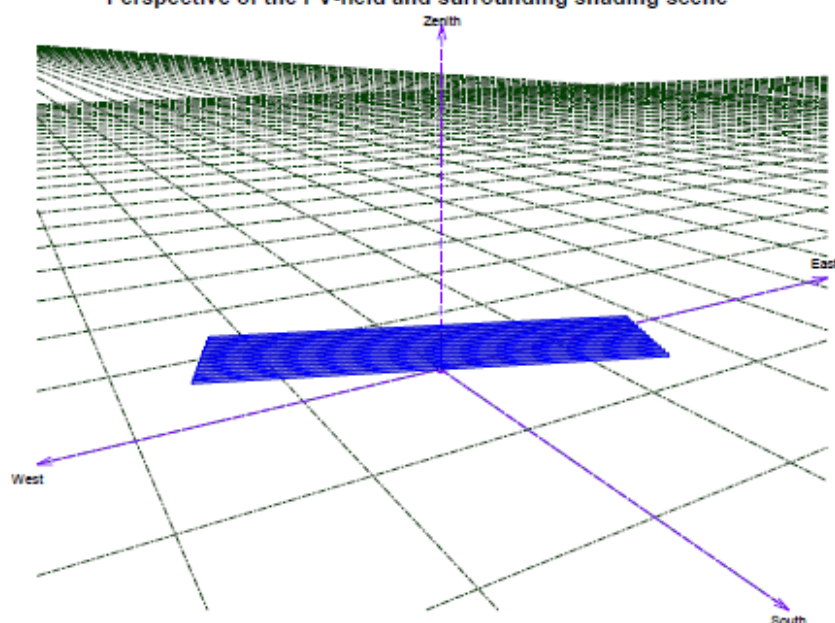
Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Freixo de Espada à cinta - avaliação meteorológica

Simulation variant : 39 graus e 6%

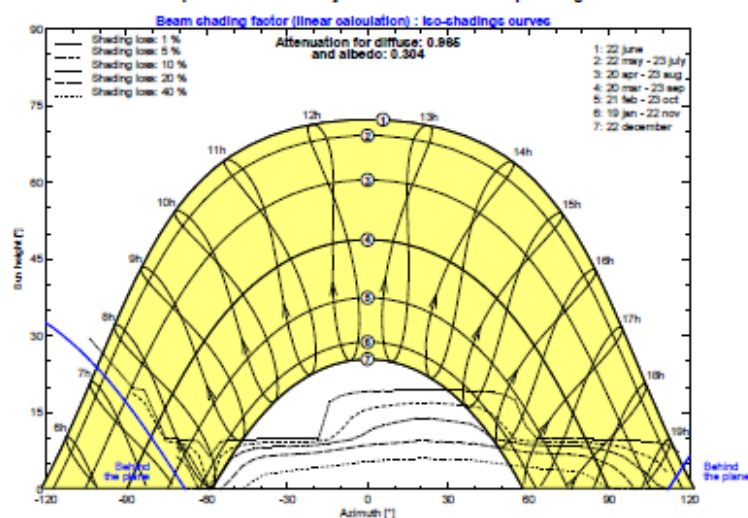
Main system parameters		System type	Grid-Connected	
Near Shadings		Linear shadings		
PV Field Orientation		tilt	39°	azimuth 22°
PV modules		Model	G-EA060	Pnom 60 Wp
PV Array		Nb. of modules	2070	Pnom total 124 kWp
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)	Pnom 4600 W ac
Inverter pack		Nb. of units	24.0	Pnom total 110 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

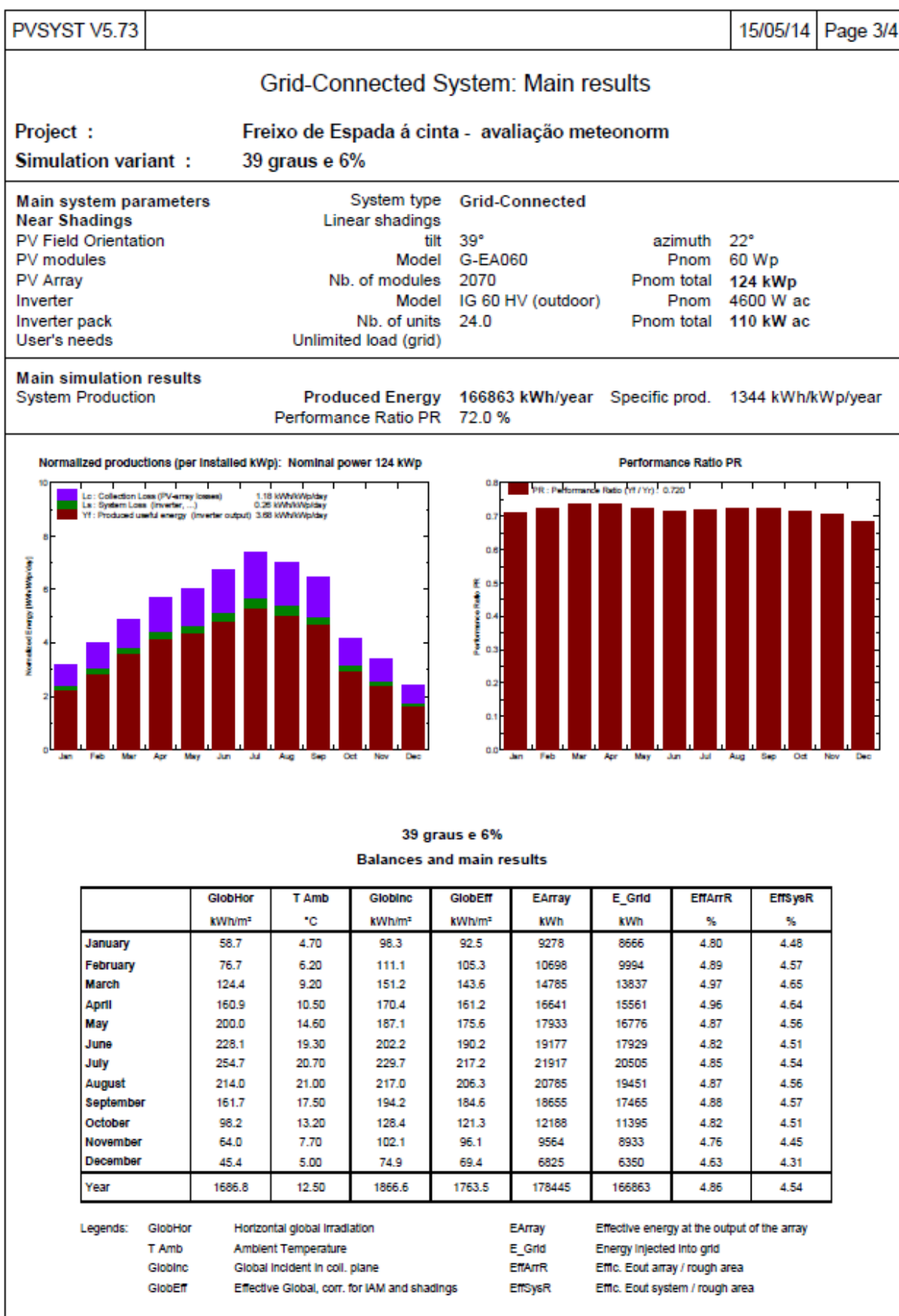
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene

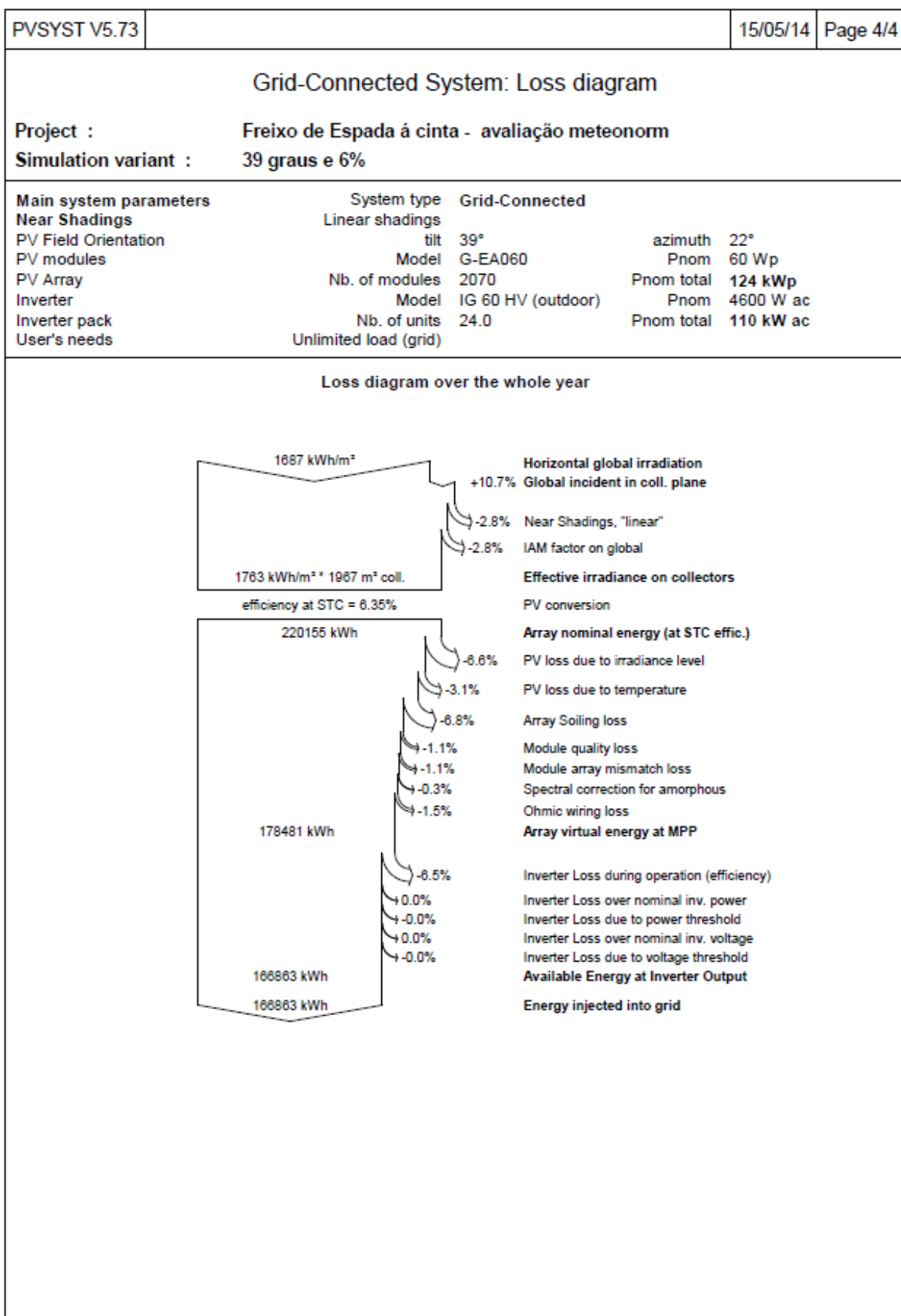


Iso-shadings diagram

Freixo de Espada à cinta - avaliação meteorológica: sombra para 39 graus

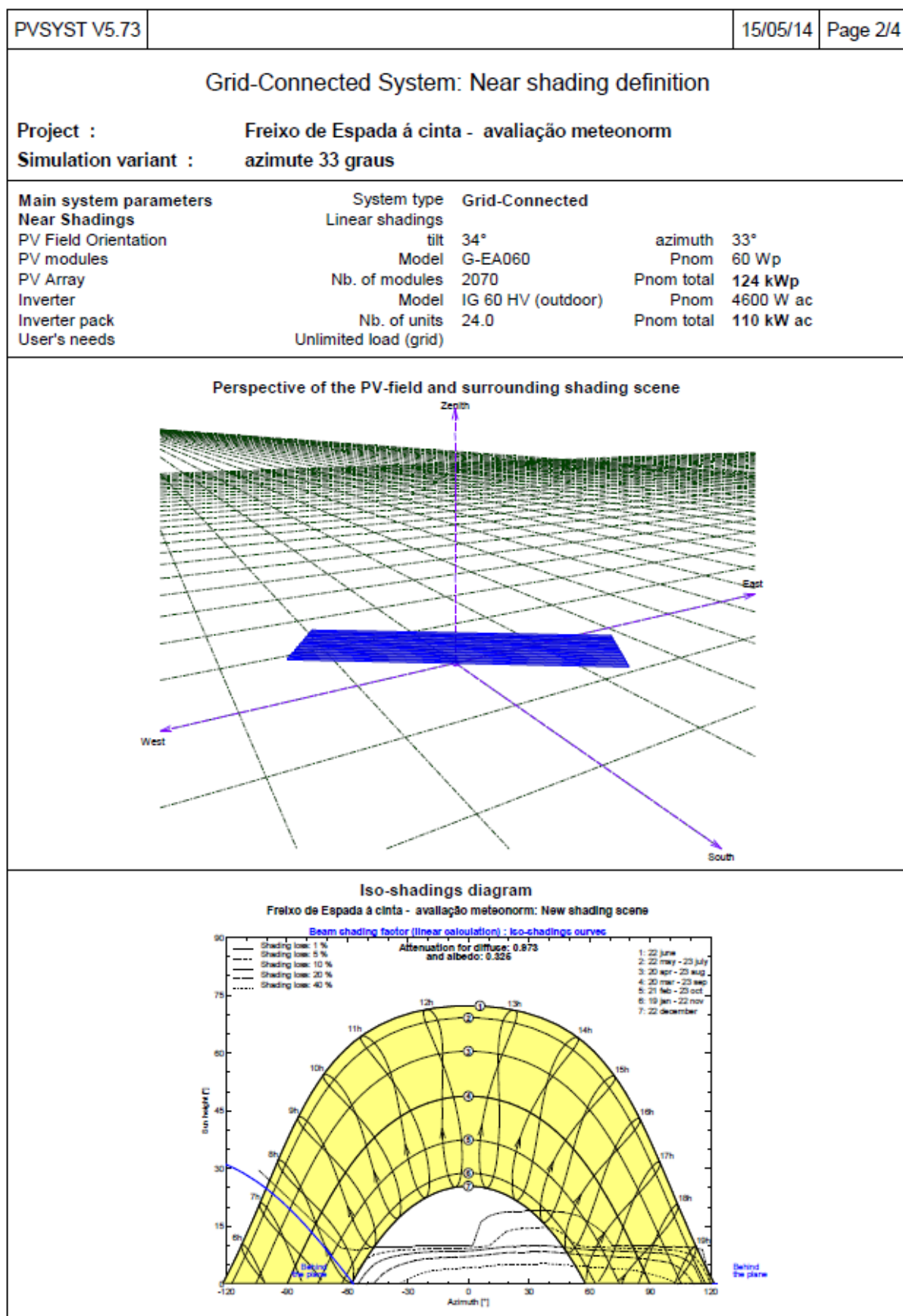


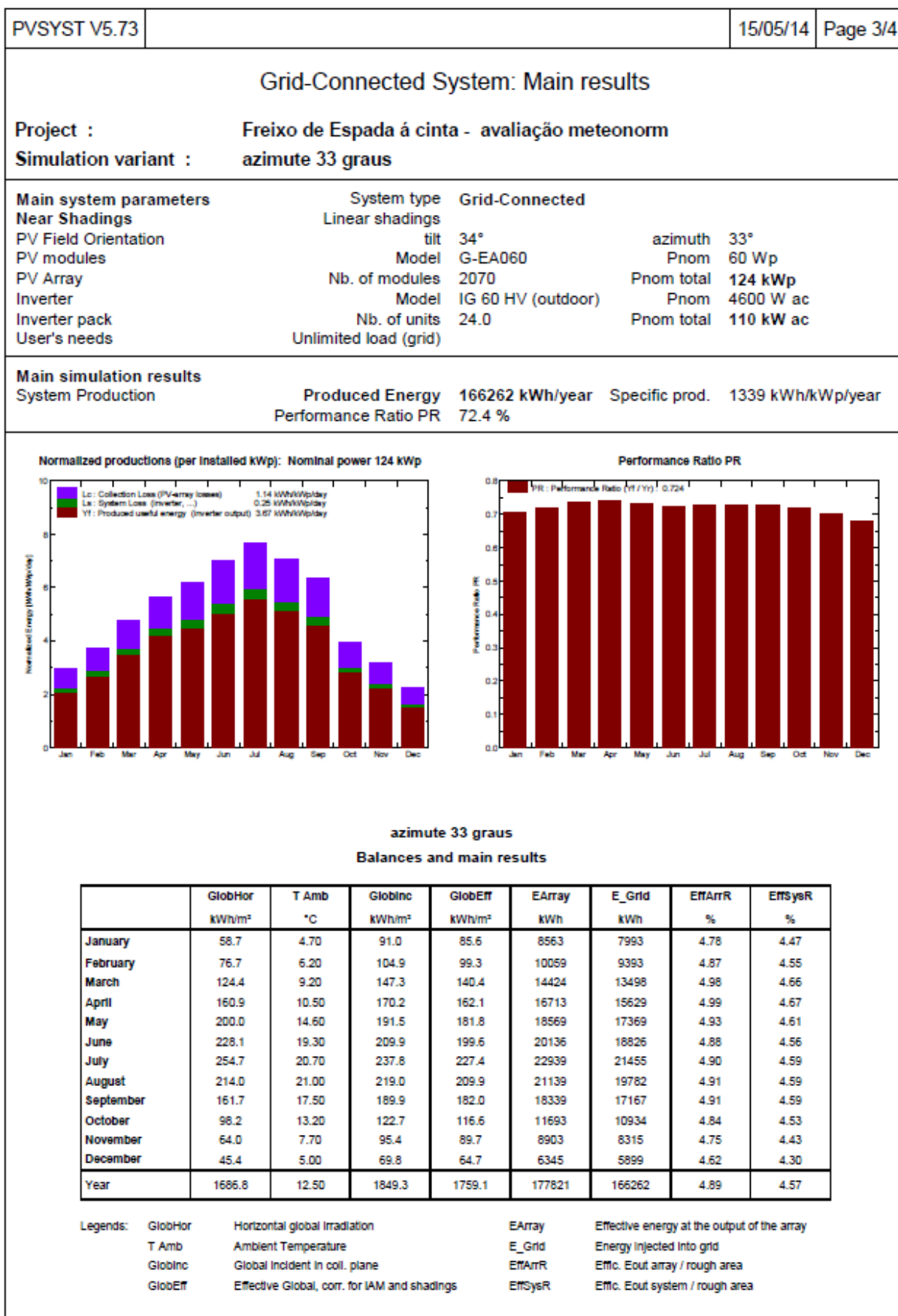


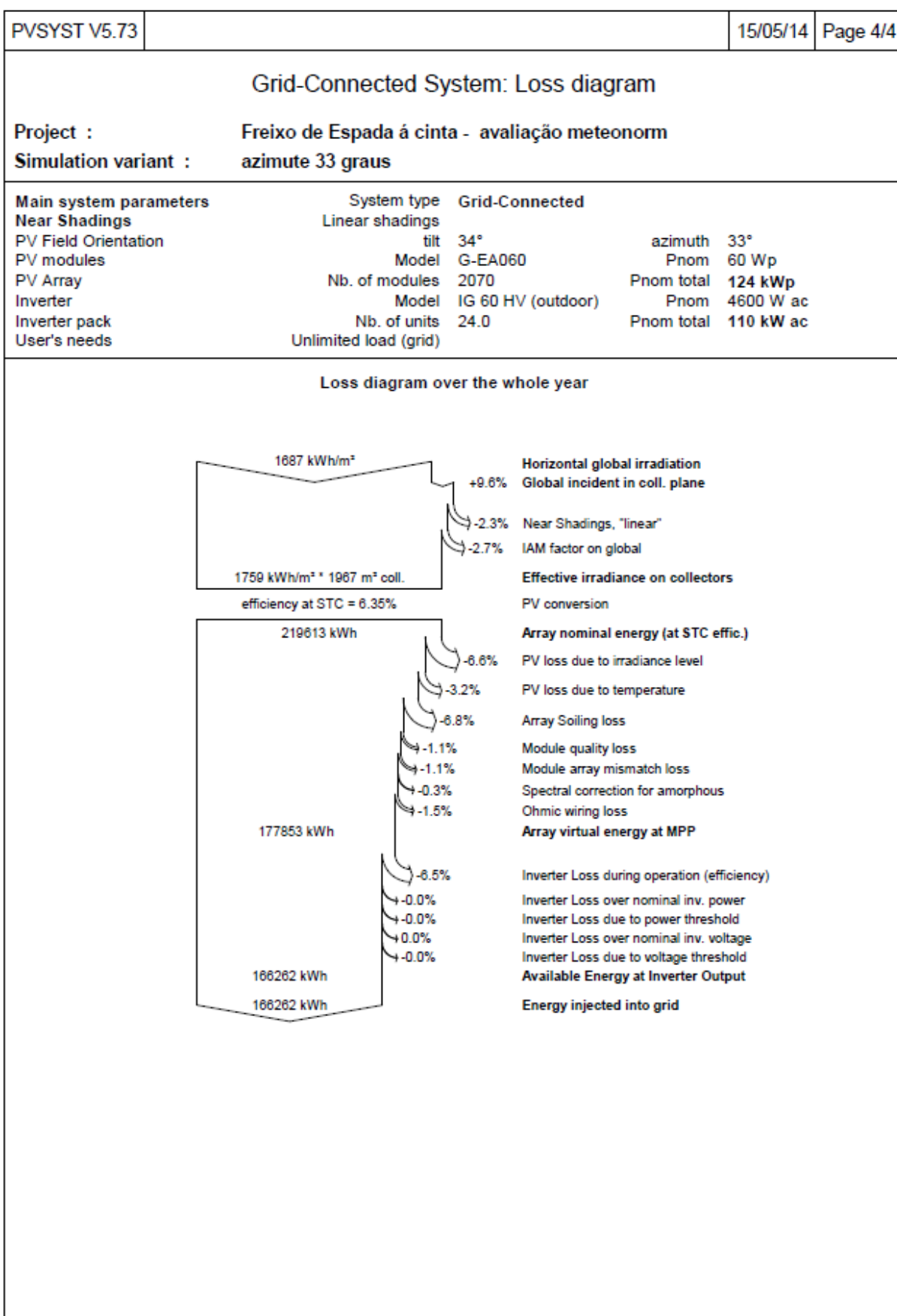


E.5 Relatório para um azimute de 33º Oeste, relativo a Sul, subcapítulo 7.2.2

PVSYST V5.73		15/05/14		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm			
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		azimute 33 graus			
		Simulation date	15/05/14 16h27		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	33°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
			Manufacturer	Kaneka	
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC	
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC	
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

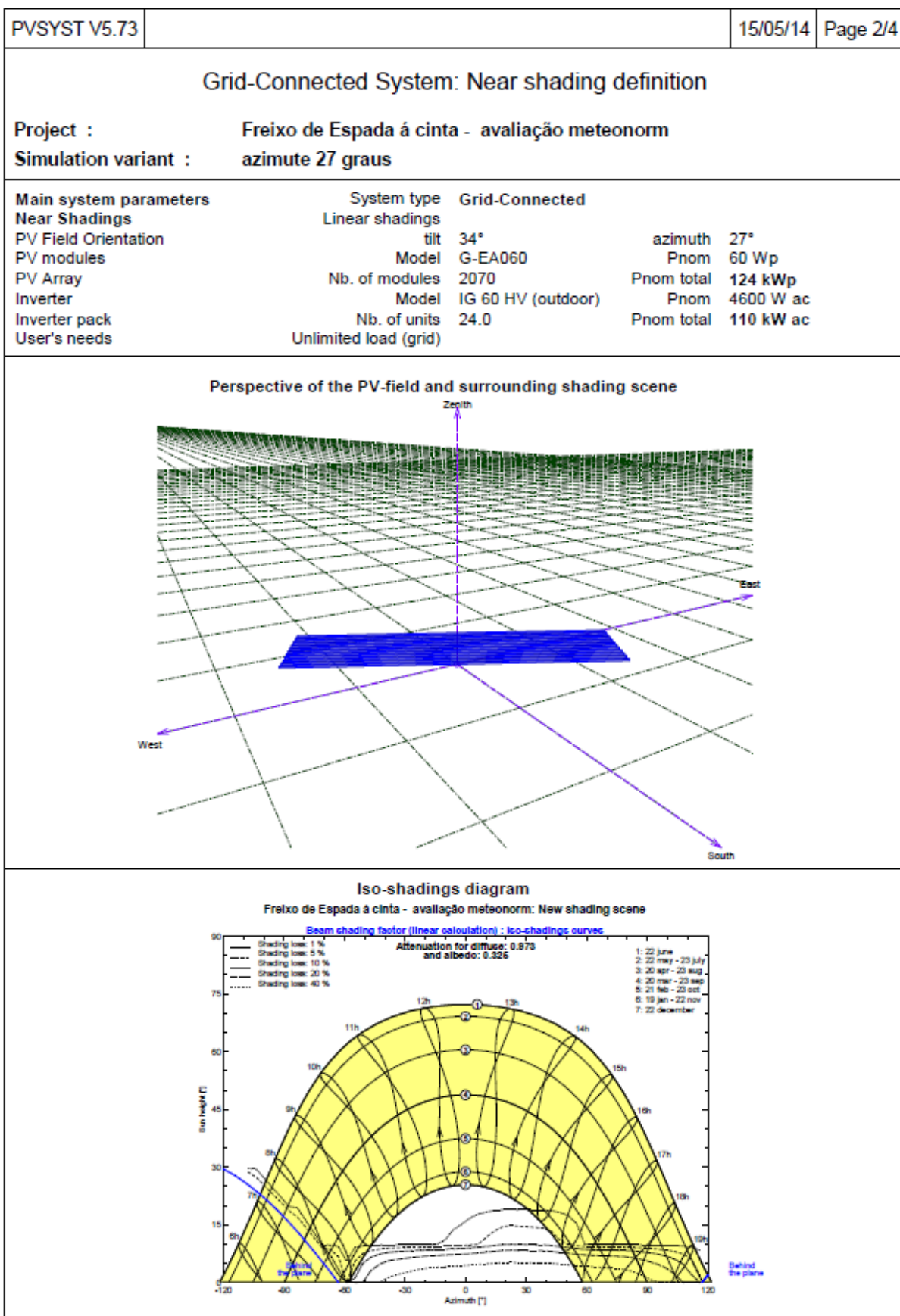


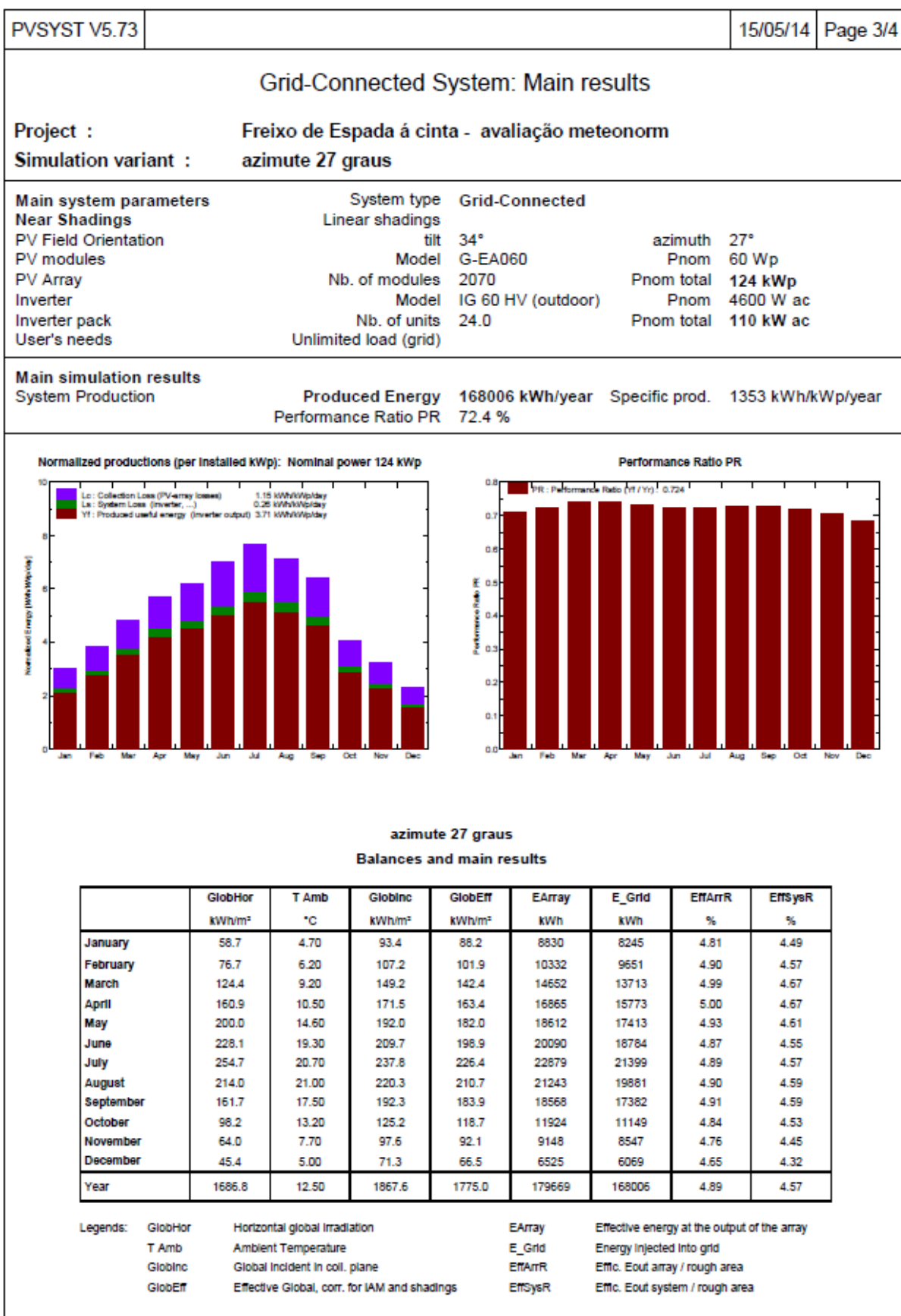


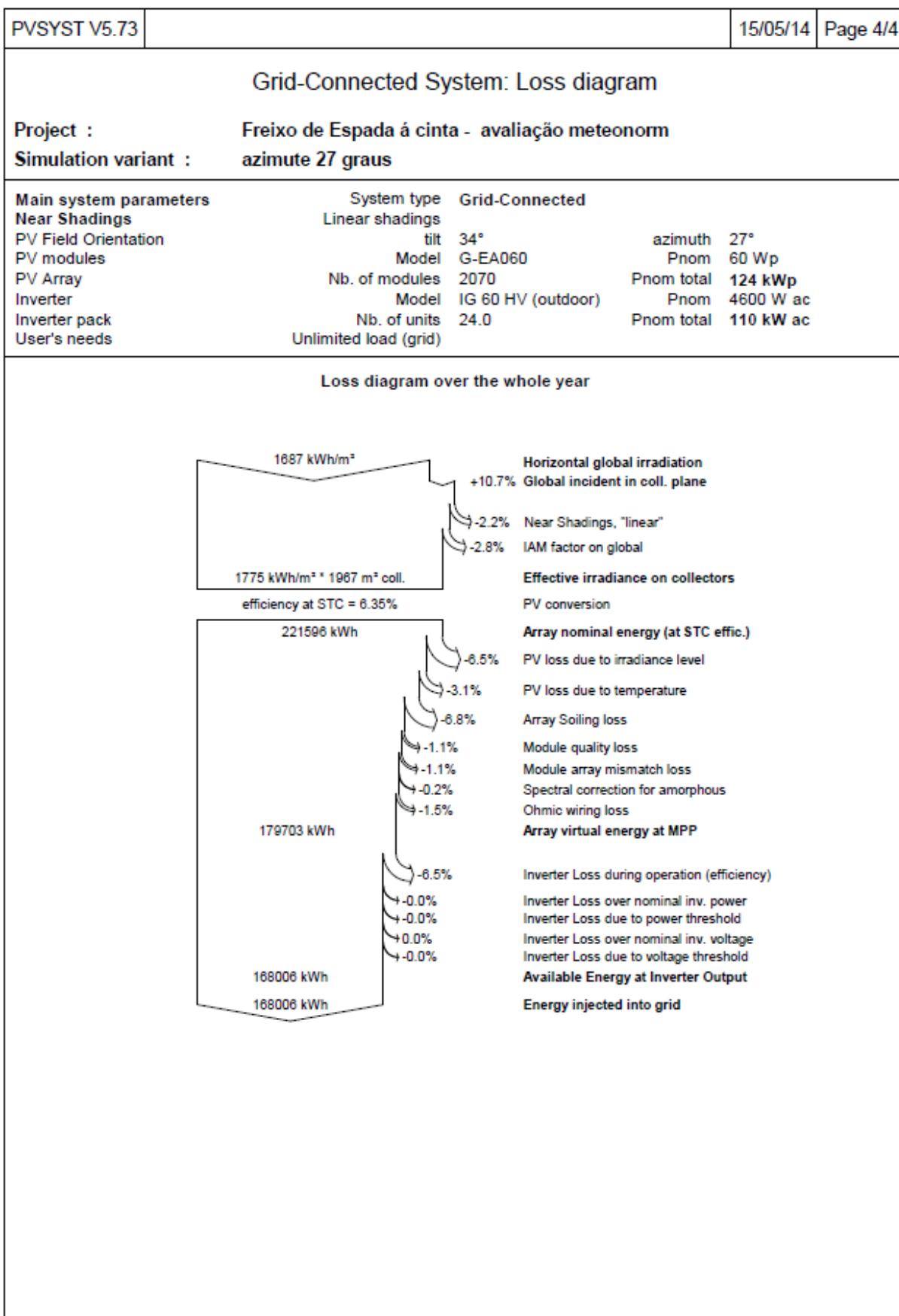


E.6 Relatório para um azimute de 27° Oeste, relativo a Sul, subcapítulo 7.2.2

PVSYST V5.73					15/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm				
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal	
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		azimute 27 graus				
		Simulation date	15/05/14 16h28			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	27°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		Linear shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060		
		Manufacturer	Kaneka			
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A	
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules	
		Module area	1967 m²			
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)			
		Manufacturer	Fronius International			
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC		
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC	
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				

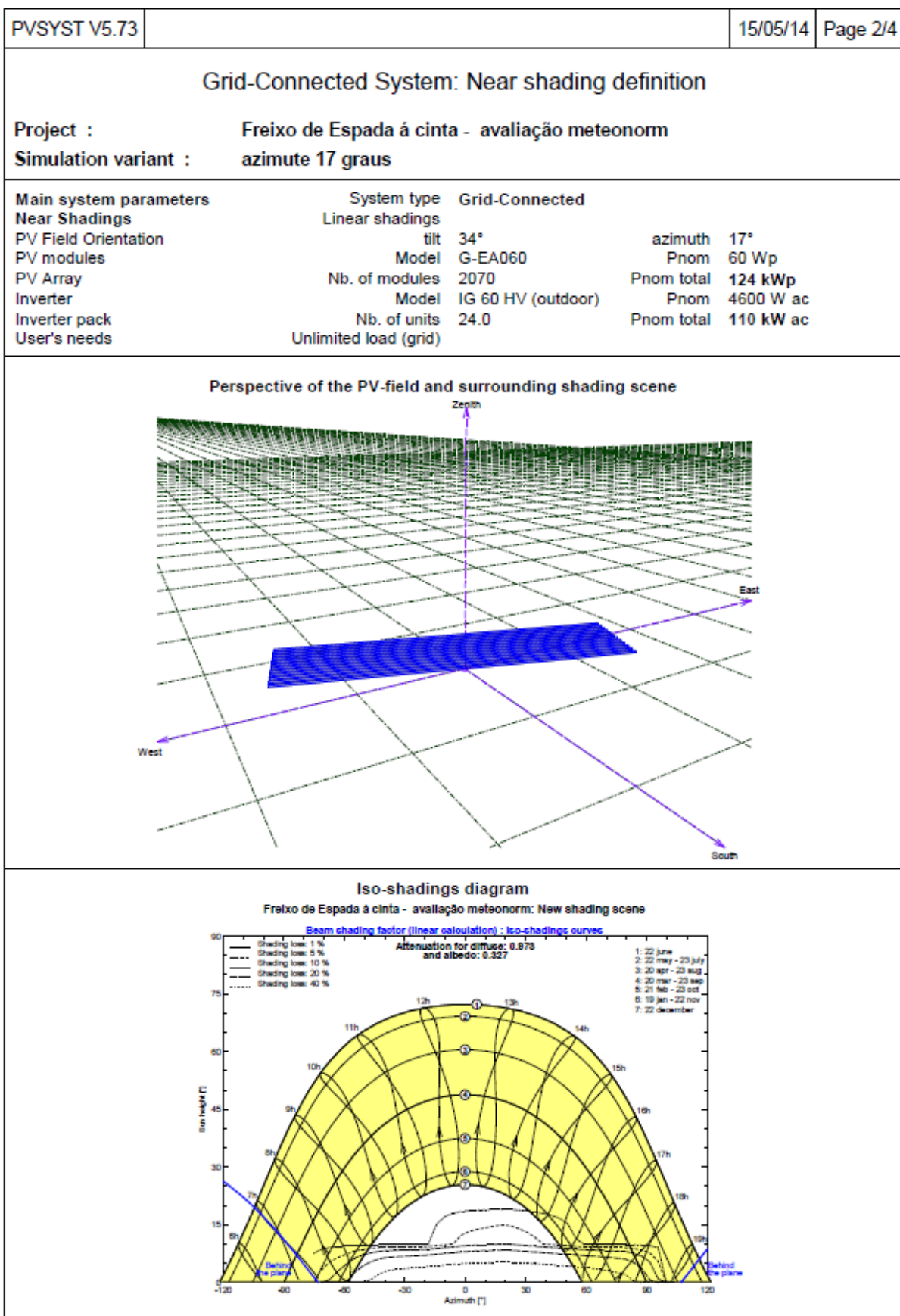


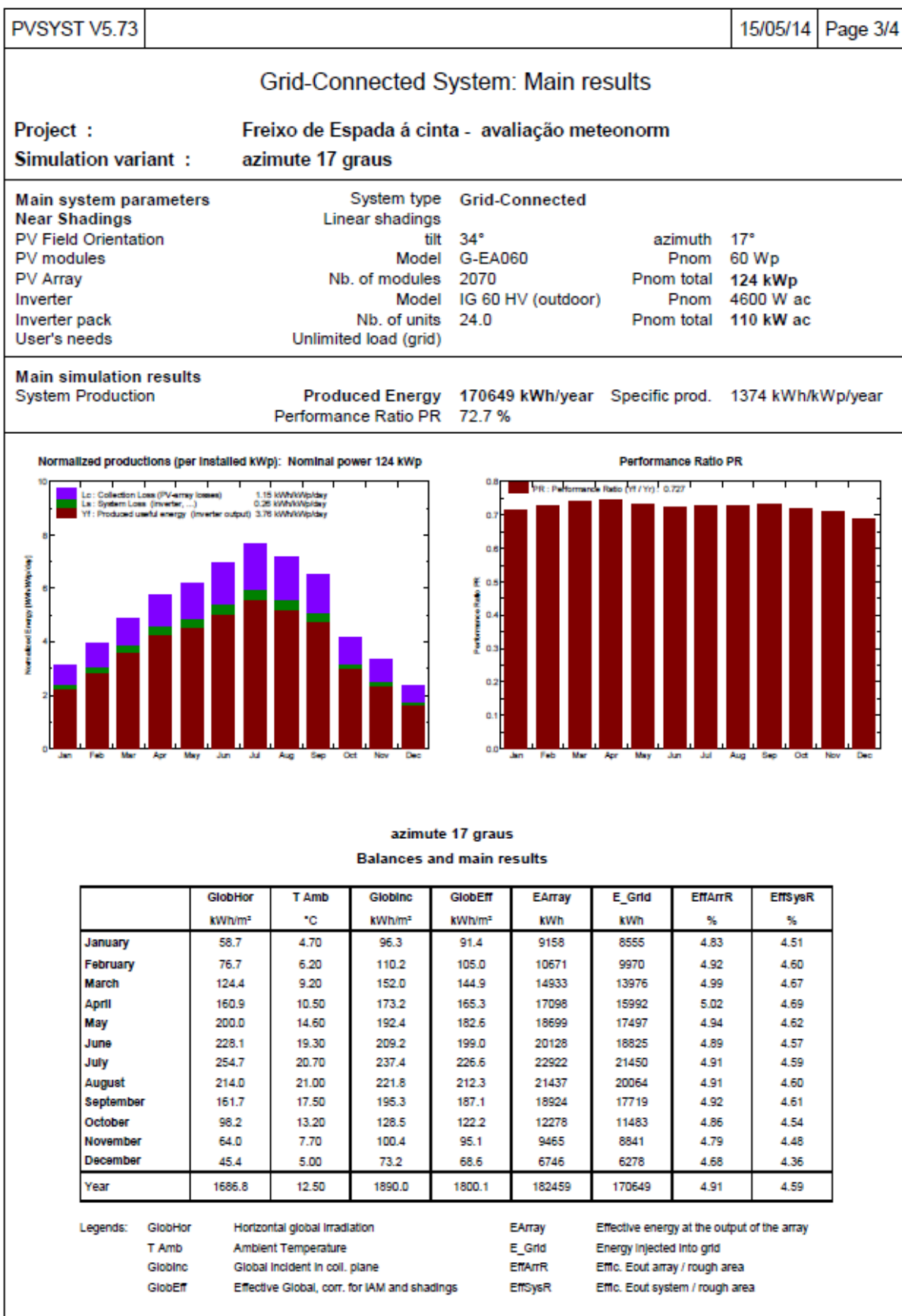


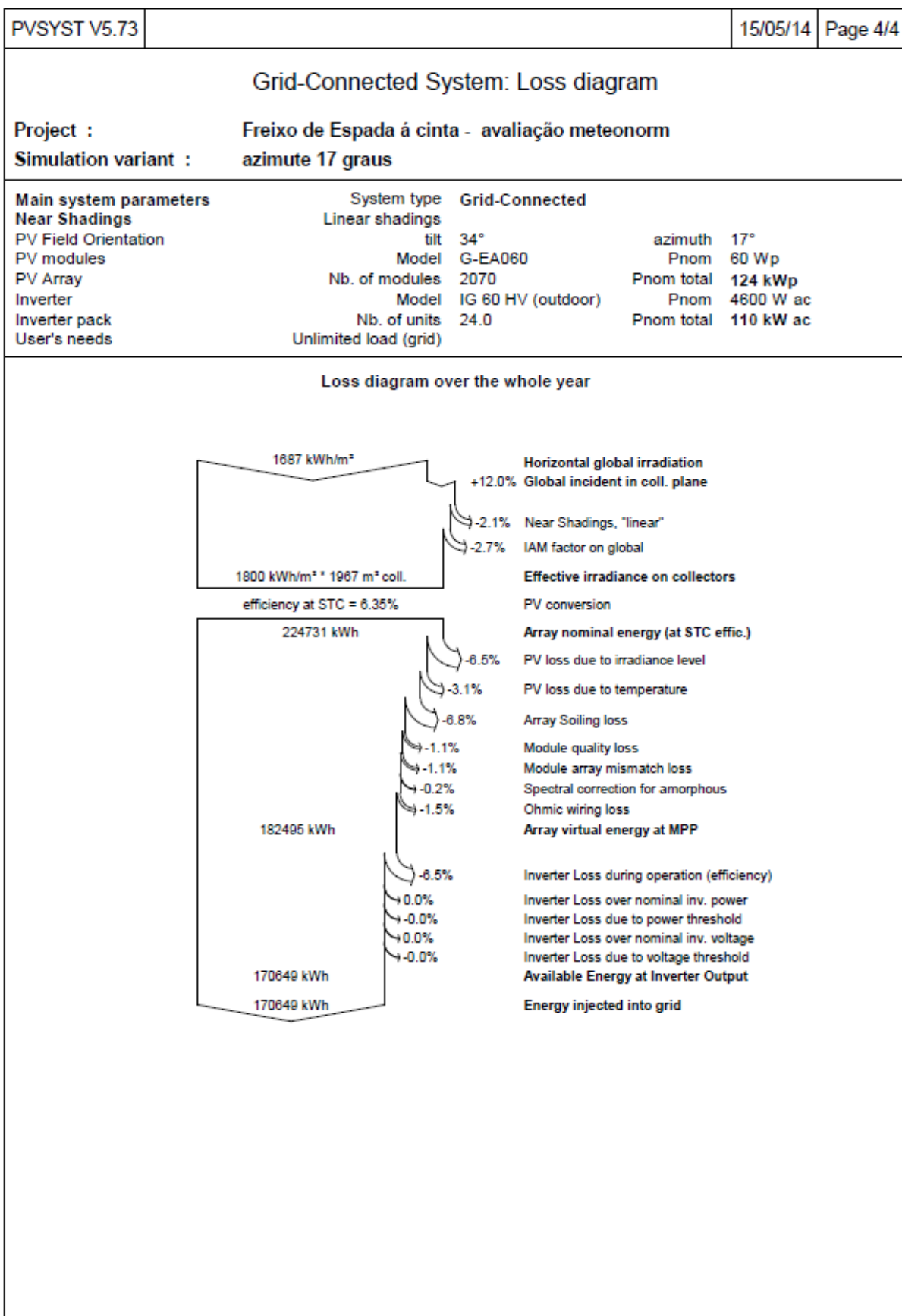


E.7 Relatório para um azimute de 17° Oeste, relativo a Sul, subcapítulo 7.2.2

PVSYST V5.73		15/05/14		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm			
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		azimute 17 graus			
		Simulation date		15/05/14 16h30	
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	17°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
		Manufacturer	Kaneka		
Array#1: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:		Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC
Array#2:		Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC
Total		Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

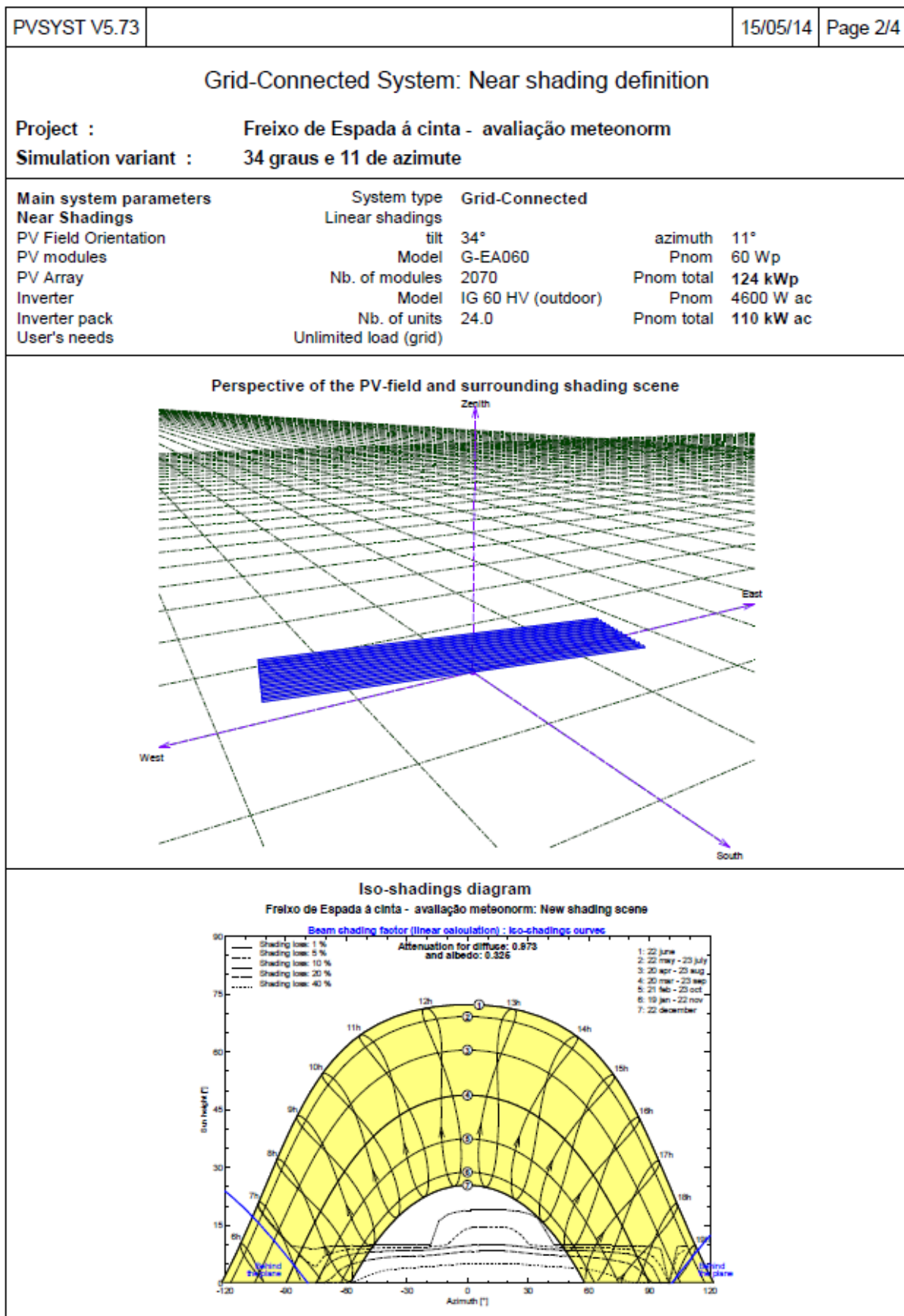


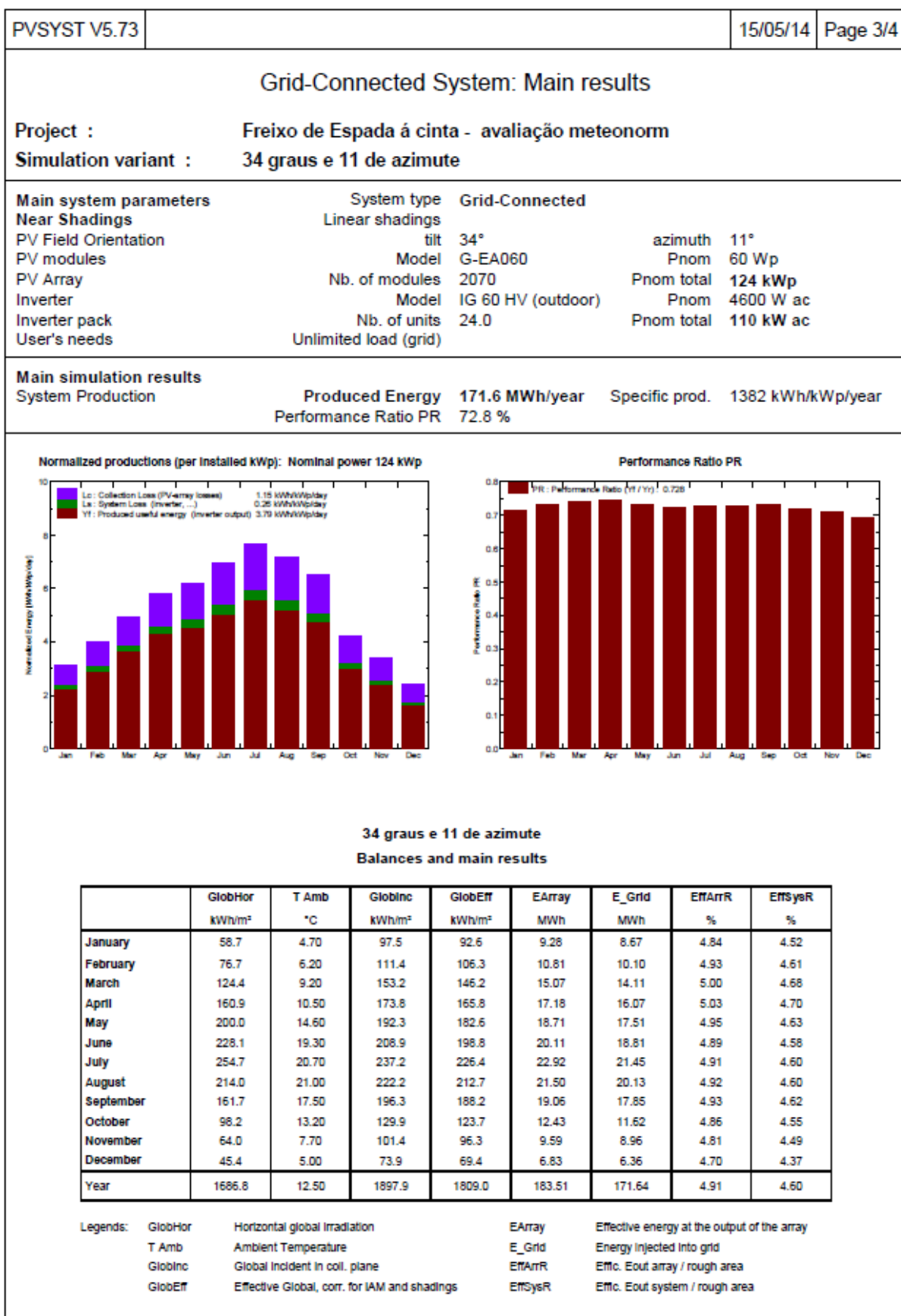


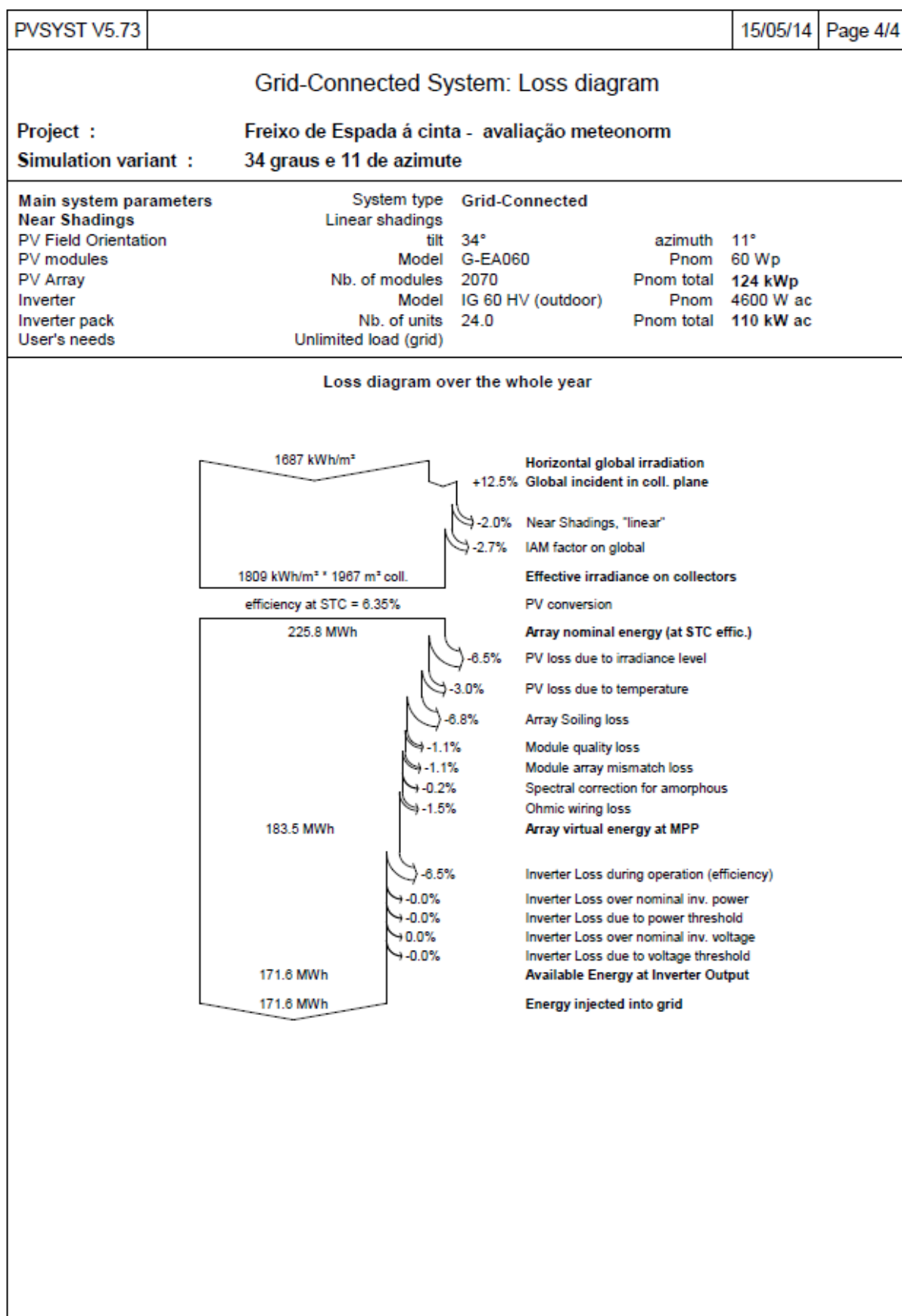


E.8 Relatório para um azimute de 11° Oeste, relativo a Sul, subcapítulo 7.2.2

PVSYST V5.73		15/05/14		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm			
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		34 graus e 11 de azimute			
		Simulation date	15/05/14 16h22		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	11°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
		Manufacturer	Kaneka		
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC	
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC	
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

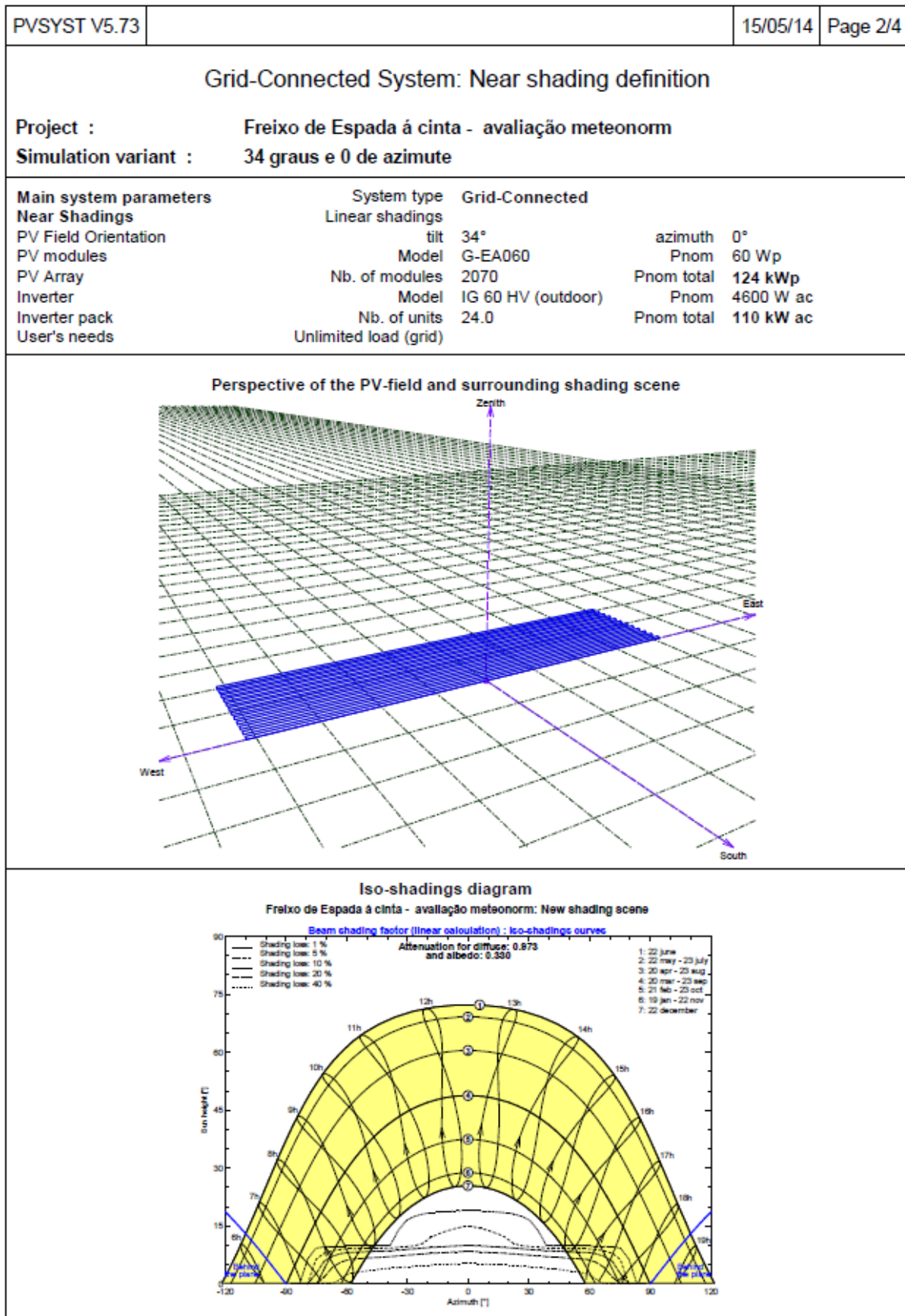


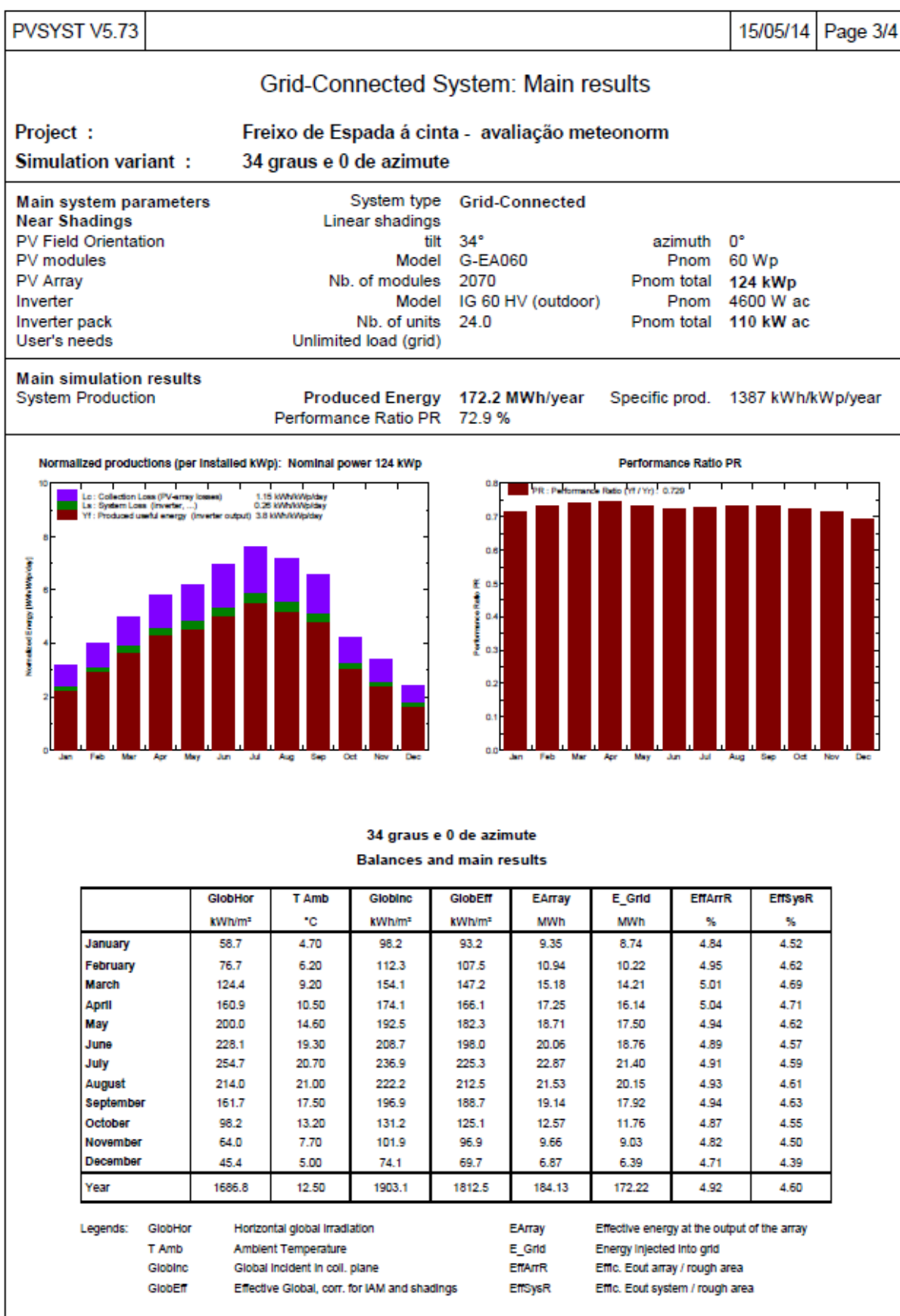


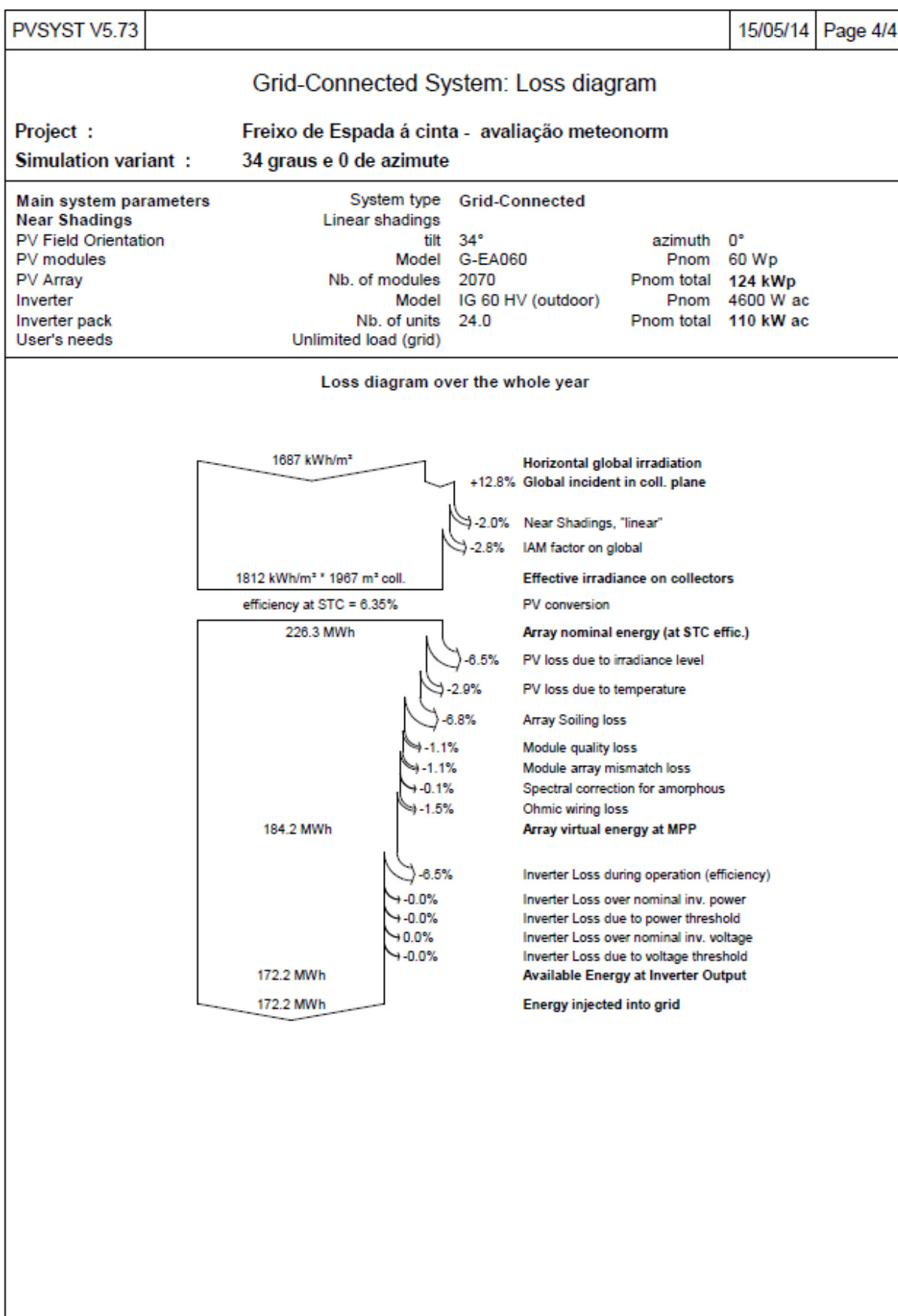


E.9 Relatório para um azimute de 0° Oeste, relativo a Sul, subcapítulo 7.2.2

PVSYST V5.73				15/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm			
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		34 graus e 0 de azimute			
		Simulation date	15/05/14 16h18		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	0°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
		Manufacturer	Kaneka		
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC	
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC	
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

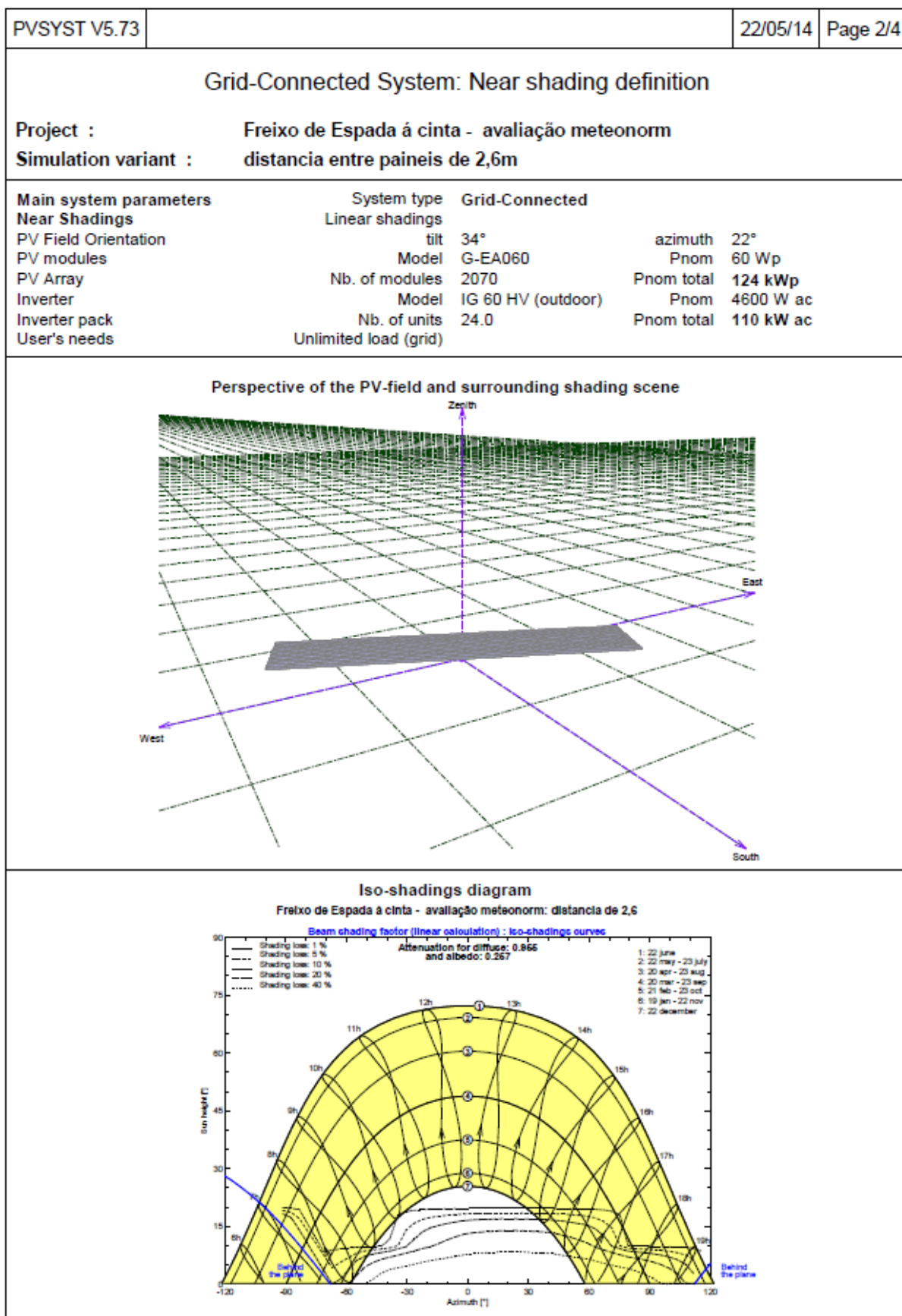


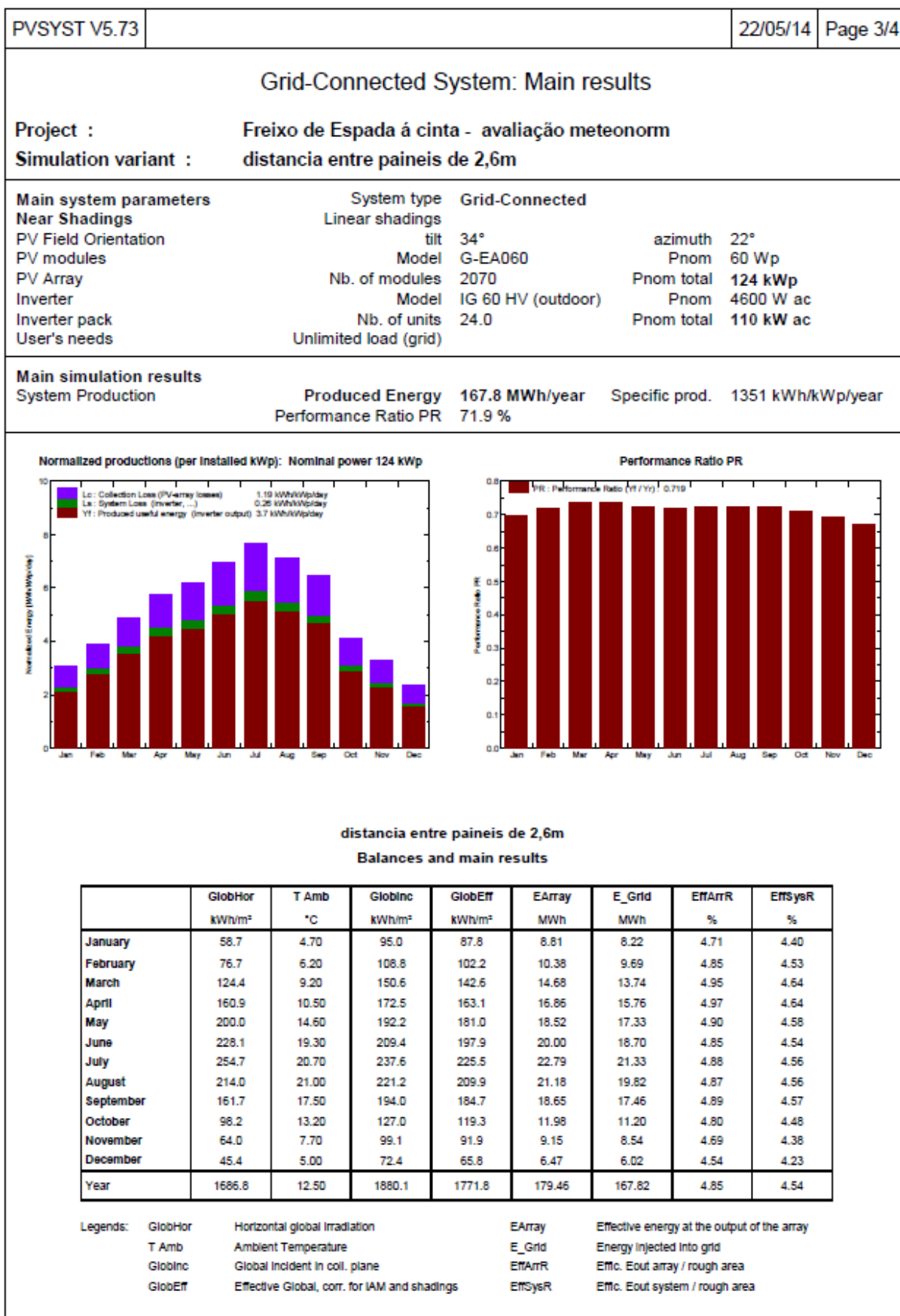


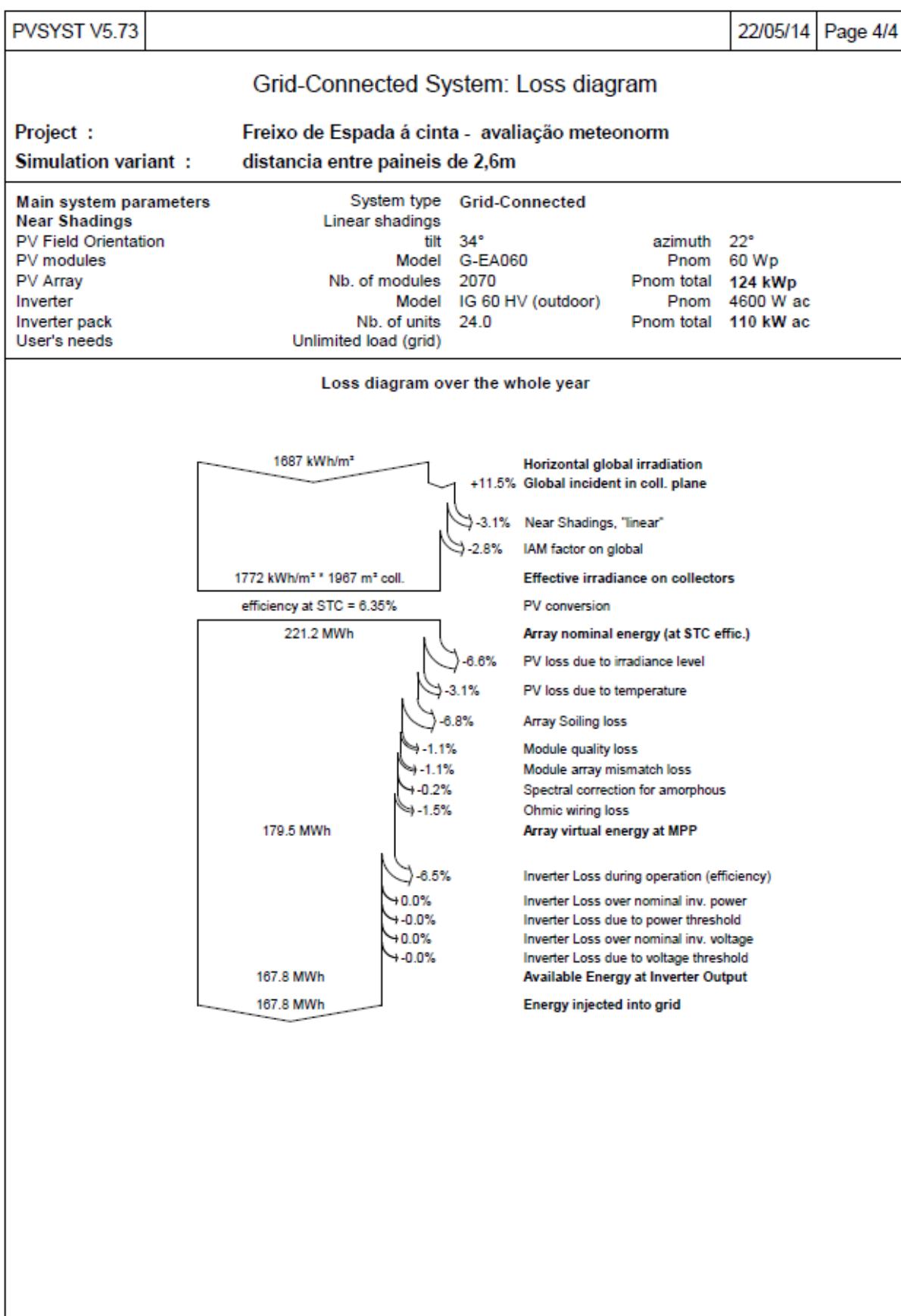


E.10 Relatório para uma distância entre filas de painéis de 2,6m, subcapítulo 7.2.3

PVSYST V5.73				22/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm			
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		distancia entre paineis de 2,6m			
		Simulation date	22/05/14 10h23		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
			Manufacturer	Kaneka	
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC	
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC	
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

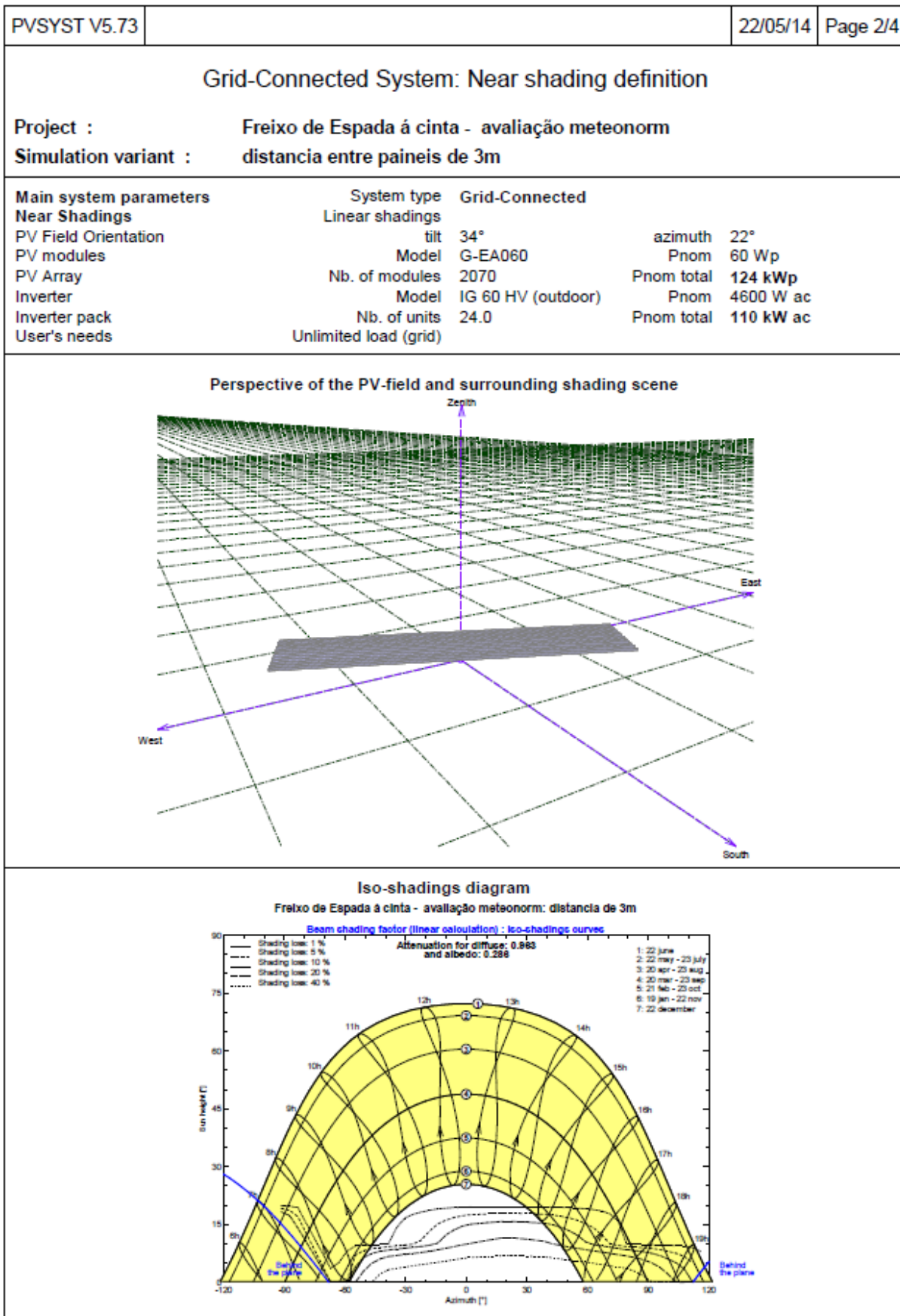


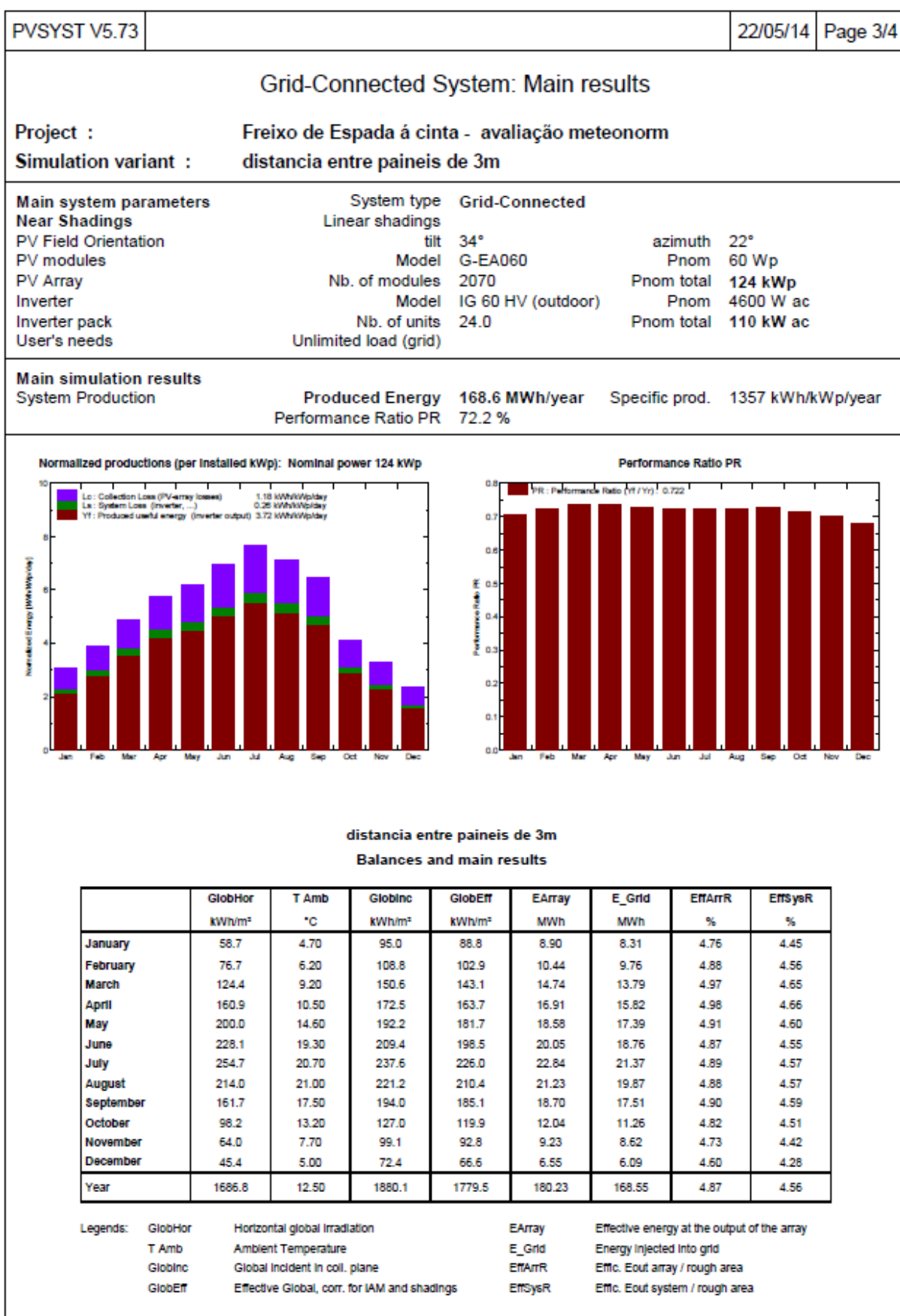


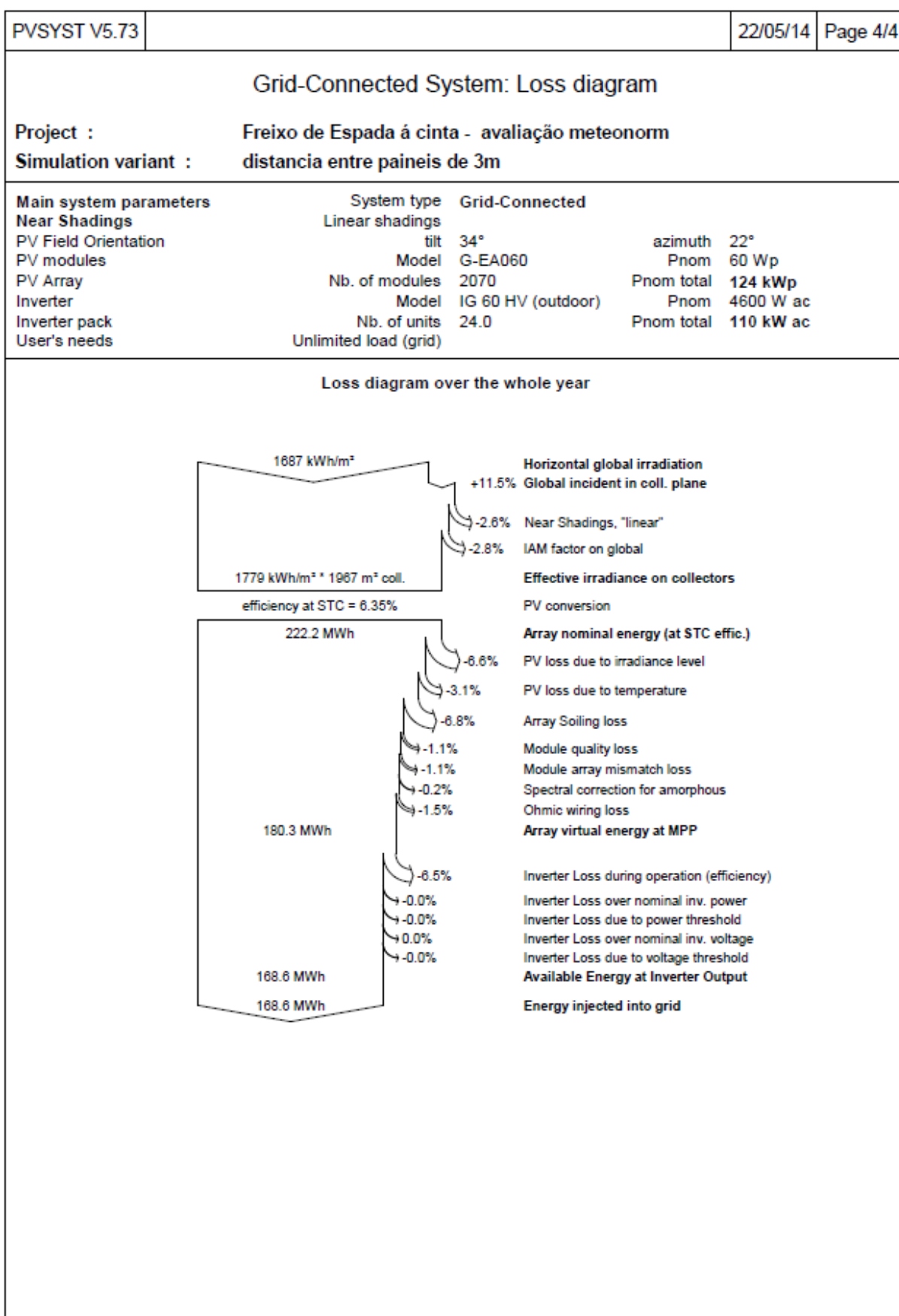


E.11 Relatório para uma distância entre filas de painéis de 3m, subcapítulo 7.2.3

PVSYST V5.73		22/05/14		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm			
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		distancia entre paineis de 3m			
		Simulation date	22/05/14 10h26		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
		Manufacturer	Kaneka		
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC	
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC	
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

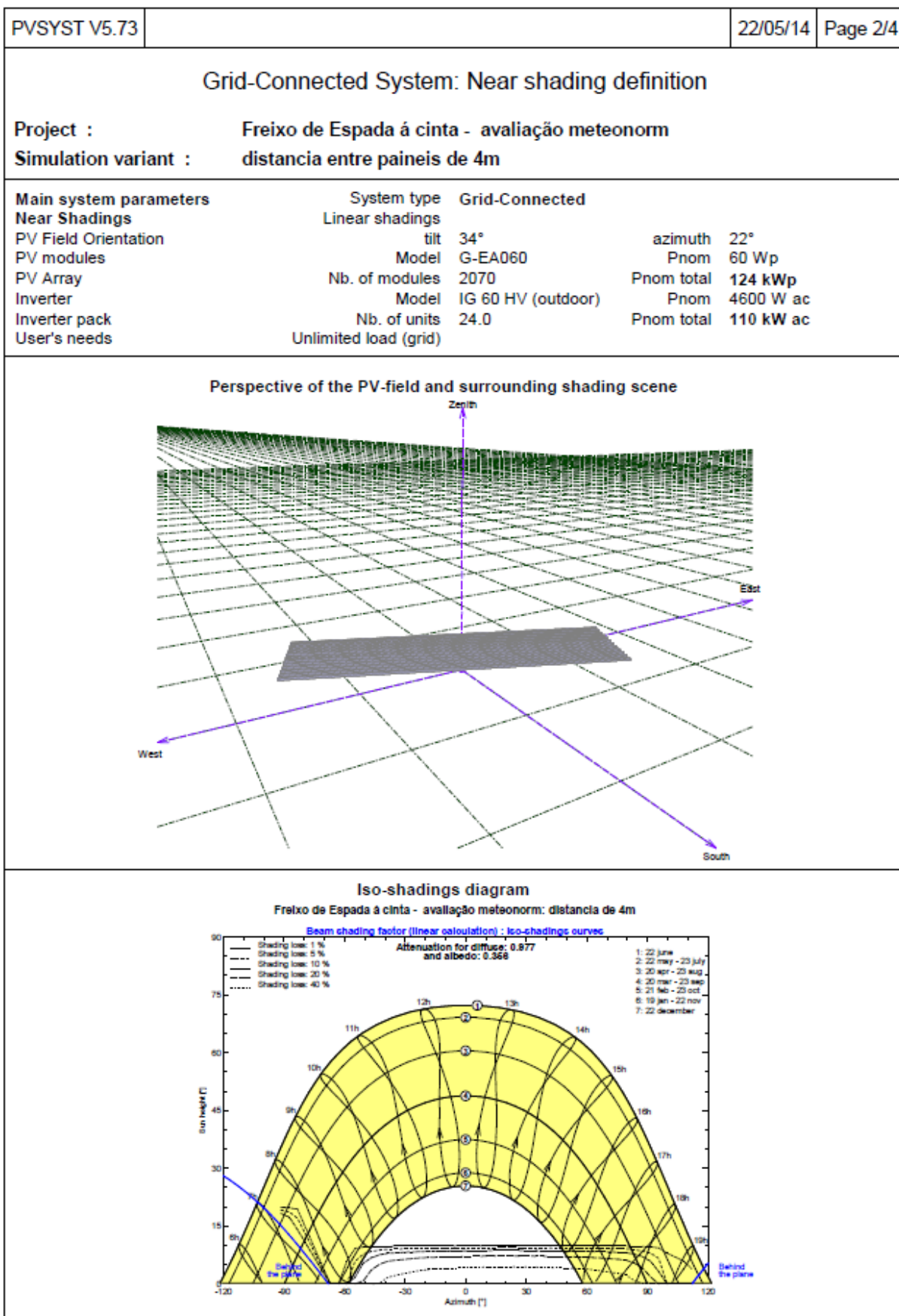


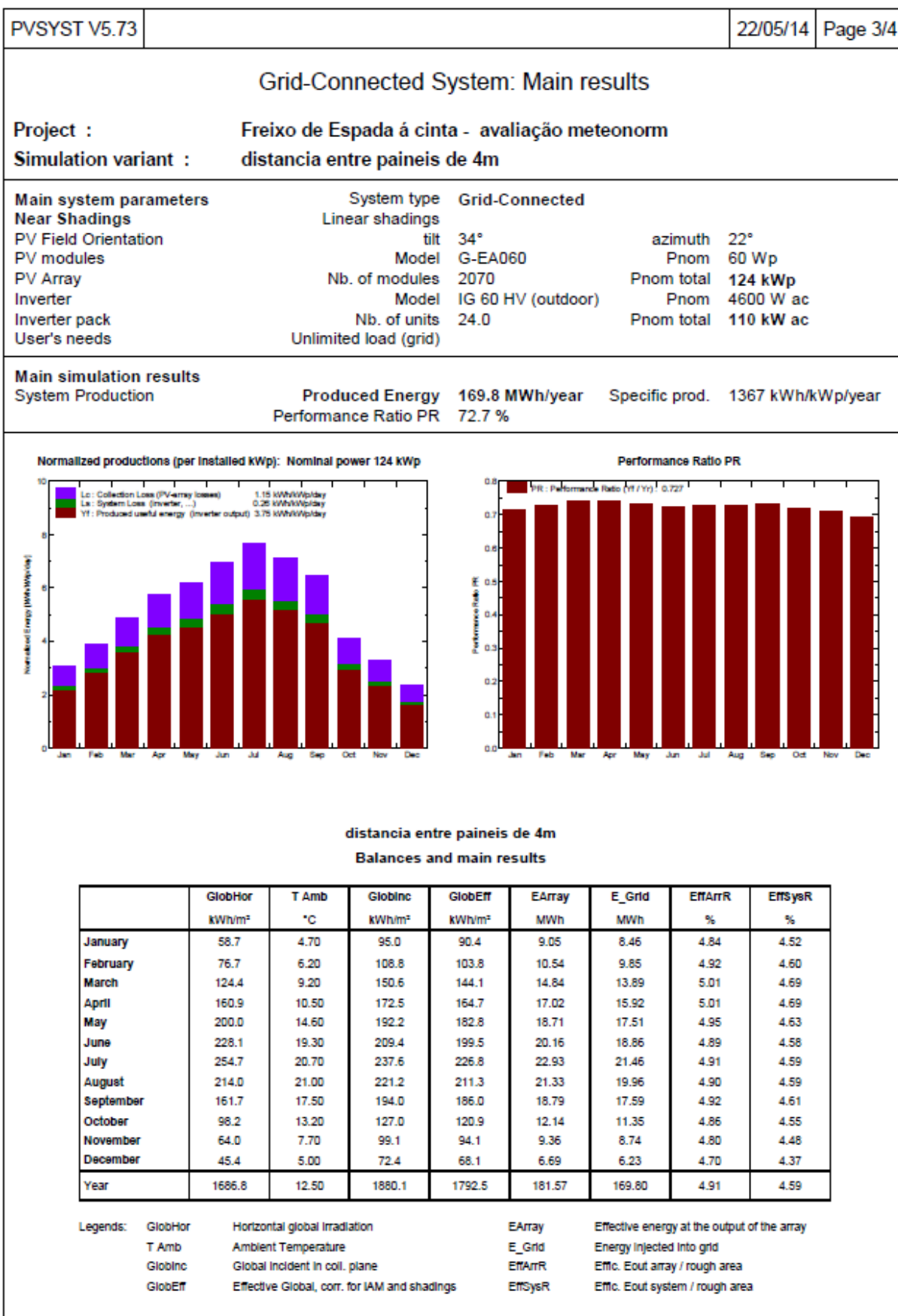


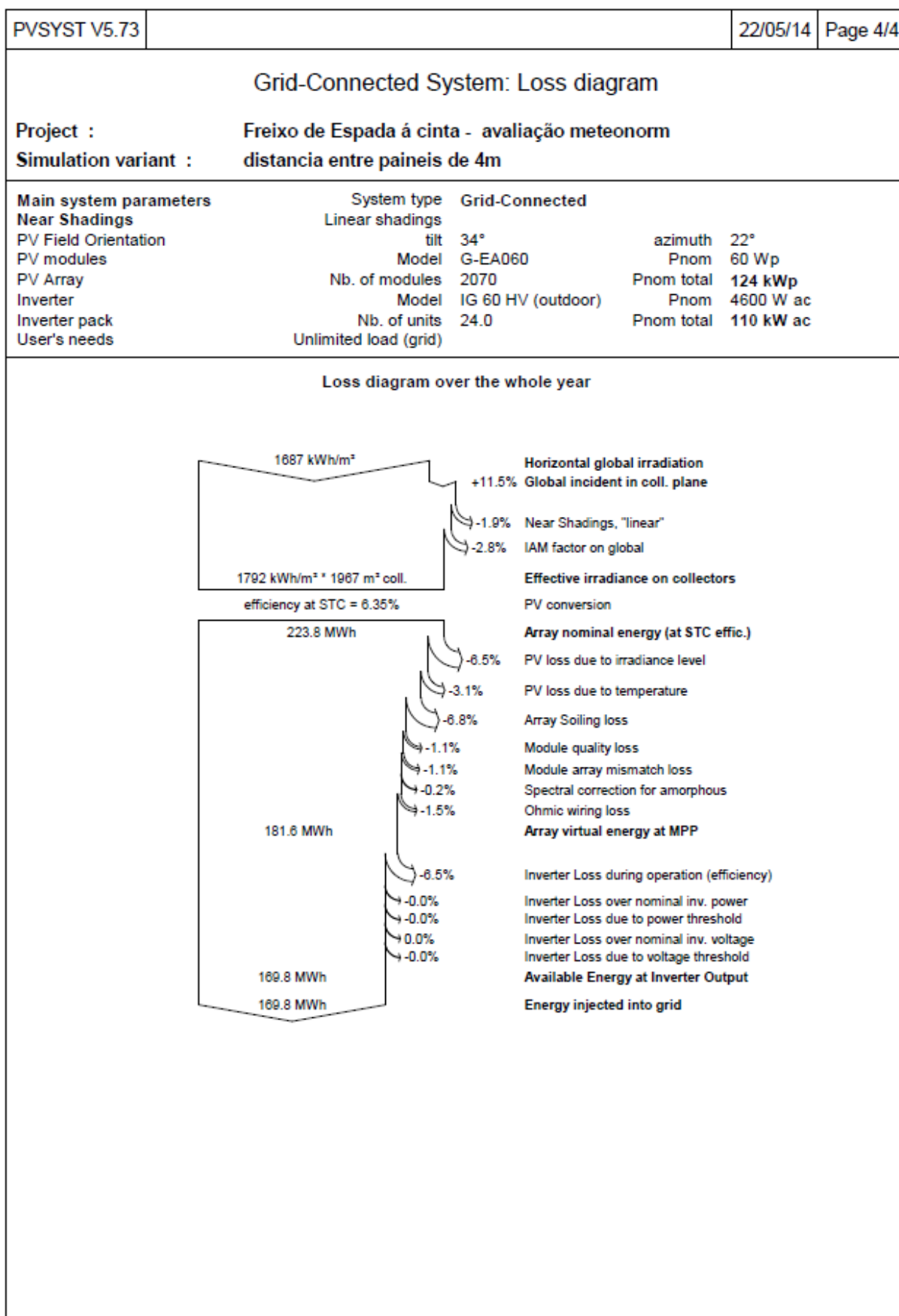


E.12 Relatório para uma distância entre filas de painéis de 4m, subcapítulo 7.2.3

PVSYST V5.73					22/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm				
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal	
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0		Altitude 776 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		distancia entre paineis de 4m				
		Simulation date	22/05/14 10h38			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		Linear shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060		
		Manufacturer	Kaneka			
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A	
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules	
		Module area	1967 m²			
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)			
		Manufacturer	Fronius International			
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC		
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC	
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				







E.13 Relatório para uma distância entre filas de painéis de 4,6m, subcapítulo 7.2.3

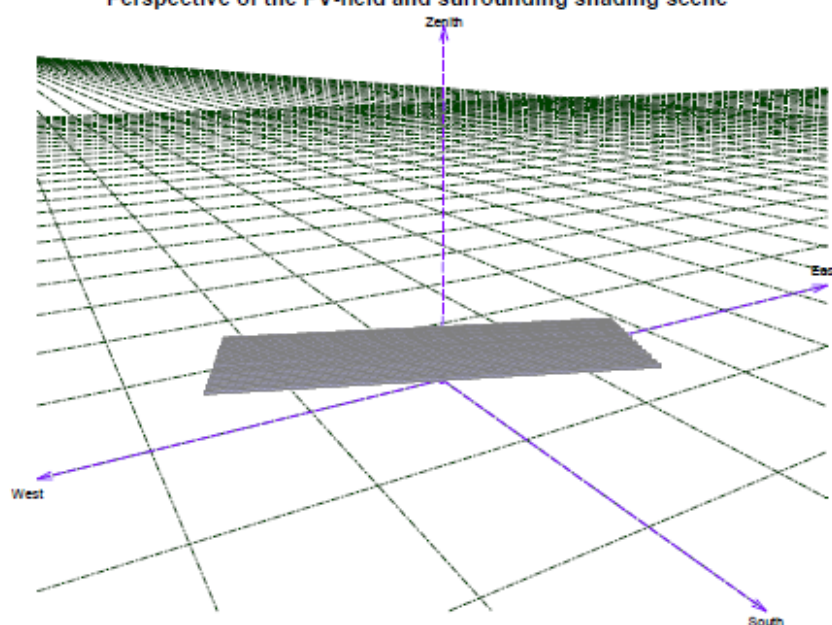
PVSYST V5.73				22/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm			
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		distancia entre paineis de 4.6m			
		Simulation date	22/05/14 10h41		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
			Manufacturer	Kaneka	
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC	
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC	
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Freixo de Espada à cinta - avaliação meteorológica
Simulation variant : distancia entre painéis de 4.6m

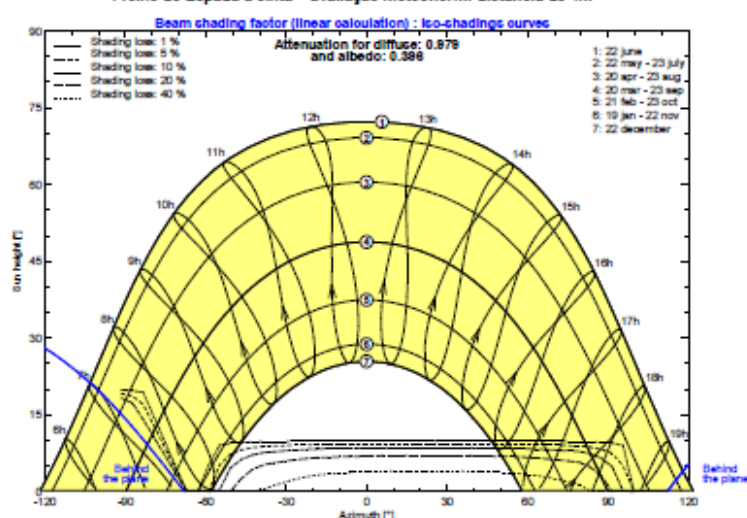
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	34°
PV modules	Model	G-EA060
PV Array	Nb. of modules	2070
Inverter	Model	IG 60 HV (outdoor)
Inverter pack	Nb. of units	24.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	22°
	Pnom	60 Wp
	Pnom total	124 kWp
	Pnom	4600 W ac
	Pnom total	110 kW ac

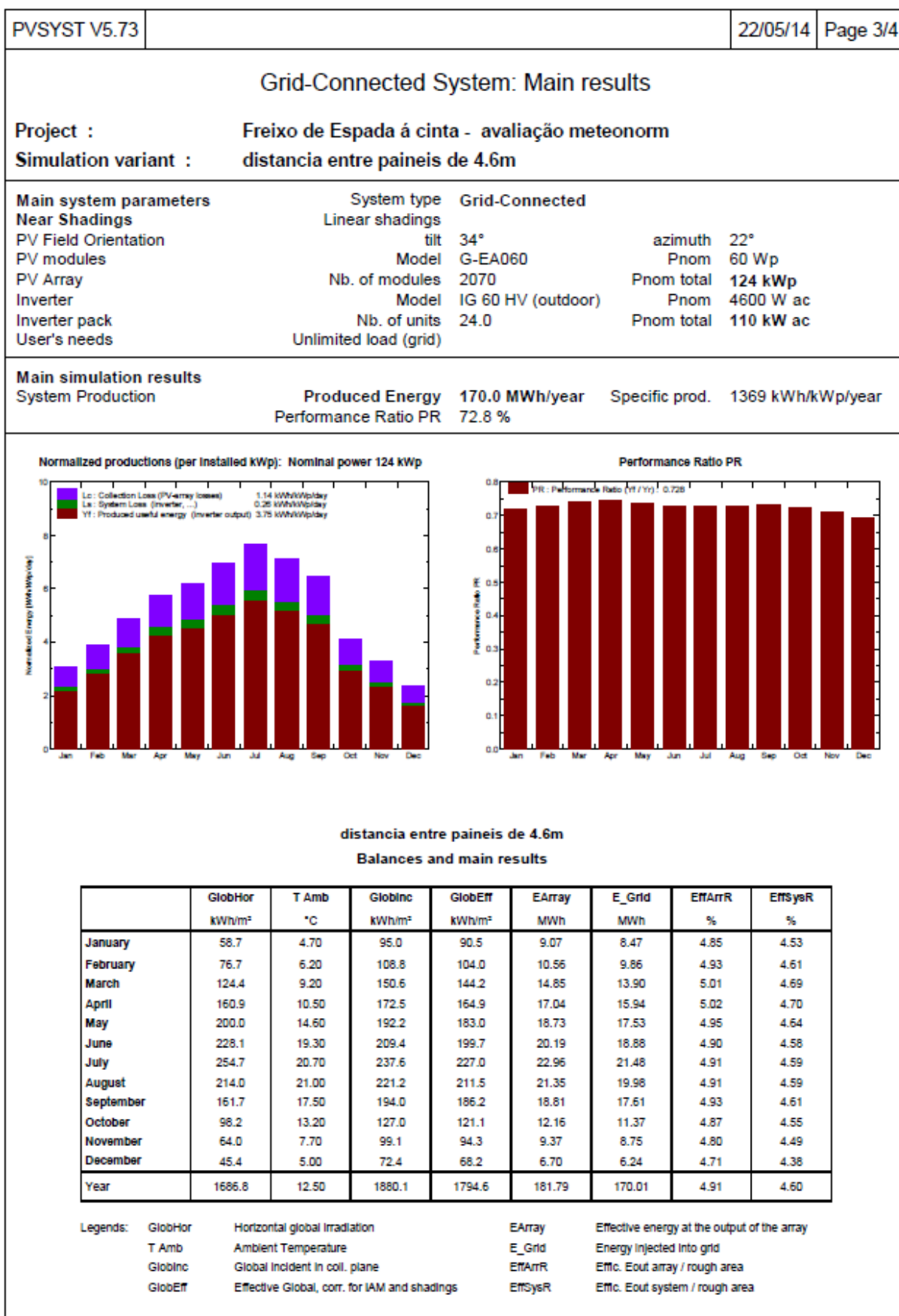
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene

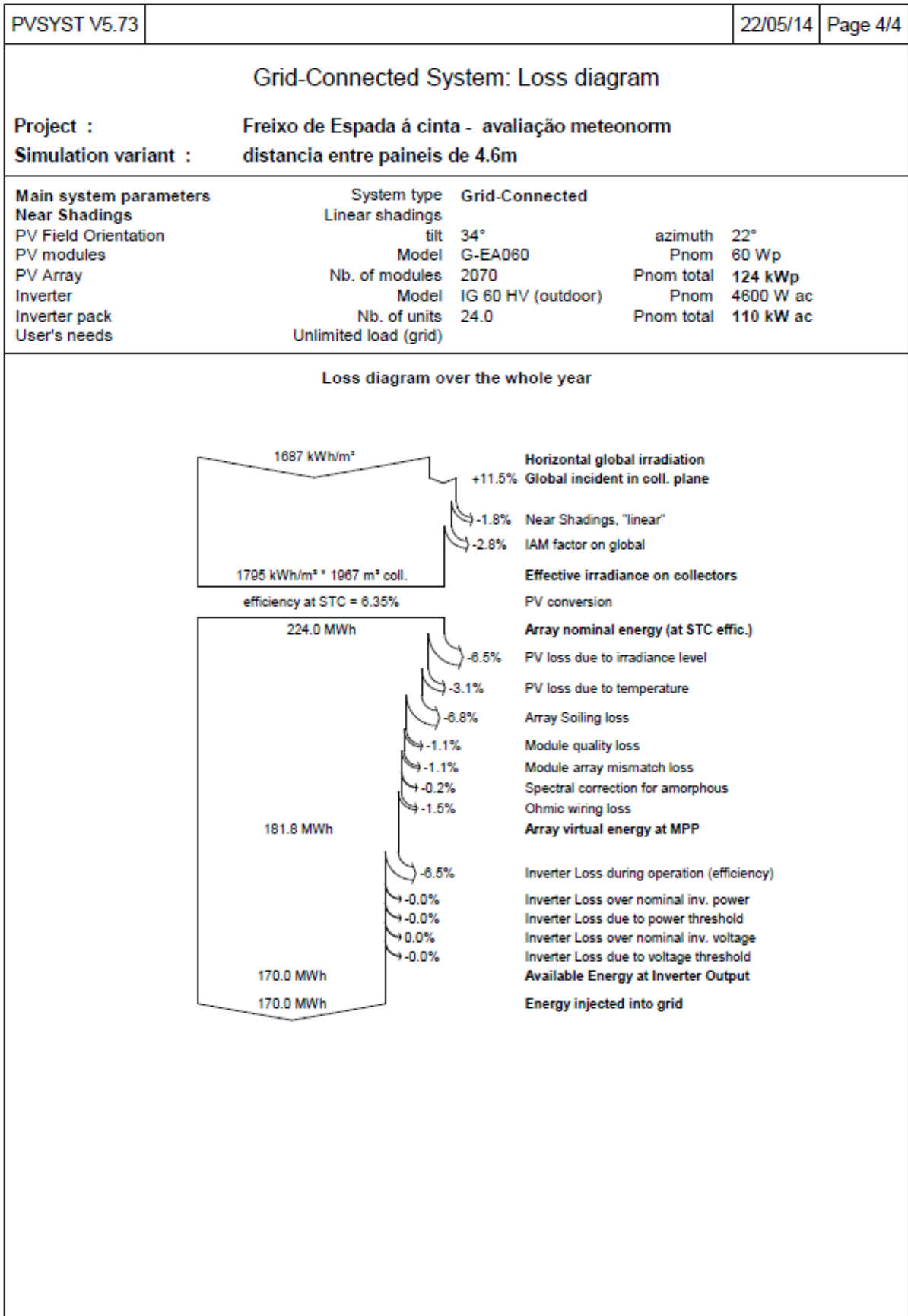


Iso-shadings diagram

Freixo de Espada à cinta - avaliação meteorológica: distancia de 4m







ANEXO F – Anexos relativos ao subcapítulo 7.3

F.1 Relatório para um sistema com ajustamento de inclinação sazonal, subcapítulo 7.3.1

PVSYST V5.73				04/06/14	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada à cinta - avaliação meteonorm			
Geographical Site		Freixo de espada à Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada à Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		valores corrigidos - sujidade 6% com paineis ajustaveis durante as epocas			
		Simulation date	04/06/14 09h44		
Simulation parameters					
Coll. plane: Seasonal tilt adjustment		Azimuth	22°	Winter season	O-N-D-J-F-M
		Summer Tilt	30°	Winter Tilt	60°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
		Manufacturer	Kaneka		
Array#1: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:		Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC
Array#2:		Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC
Total		Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

PVSYST V5.73	04/06/14	Page 2/3
--------------	----------	----------

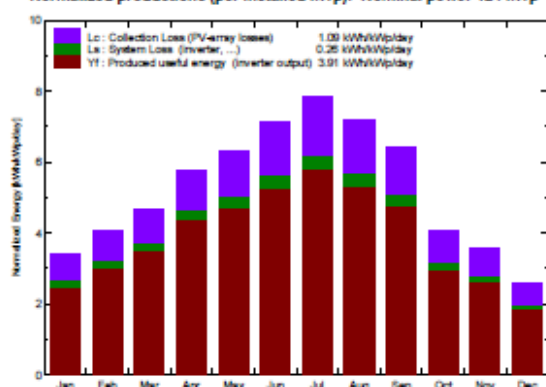
Grid-Connected System: Main results

Project : Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm
Simulation variant : valores corrigidos - sujidade 6% com paineis ajustaveis durante as epocas

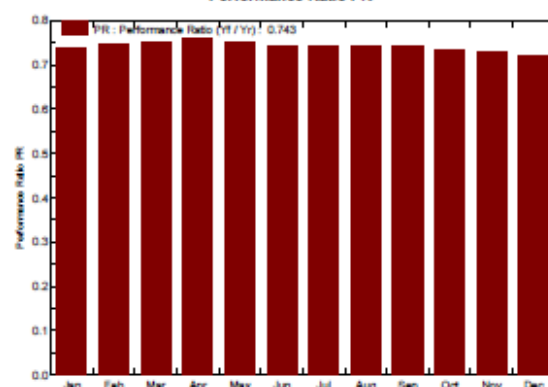
Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	Seasonal tilt: summer/winter	30° / 60° azimuth 22°
PV modules	Model	G-EA060 Pnom 60 Wp
PV Array	Nb. of modules	2070 Pnom total 124 kWp
Inverter	Model	IG 60 HV (outdoor) Pnom 4600 W ac
Inverter pack	Nb. of units	24.0 Pnom total 110 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Main simulation results		
System Production	Produced Energy	177076 kWh/year
	Performance Ratio PR	74.3 %
	Specific prod.	1426 kWh/kWp/year

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 124 kWp



Performance Ratio PR

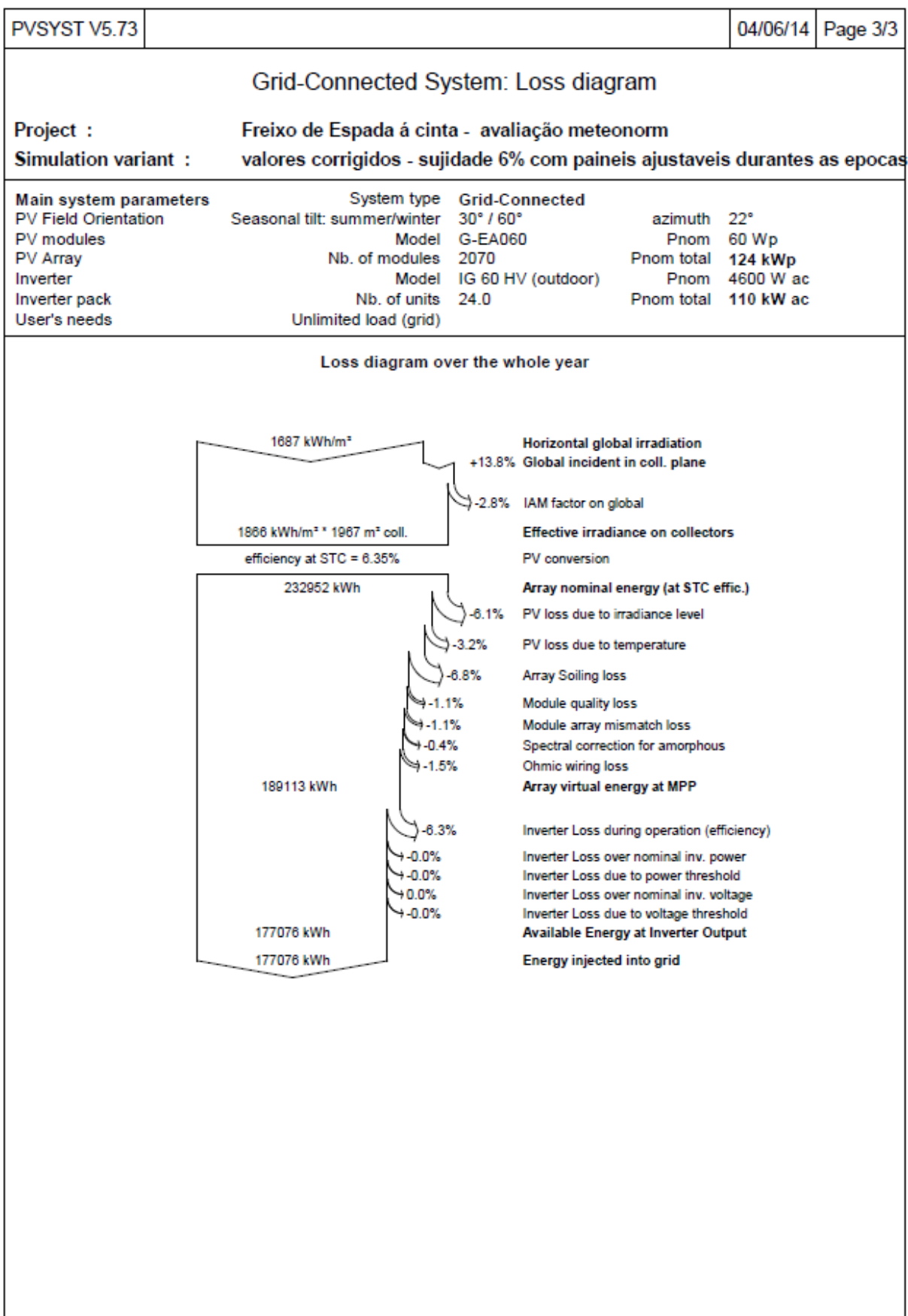


valores corrigidos - sujidade 6% com paineis ajustaveis durante as epocas sazón

Balances and main results

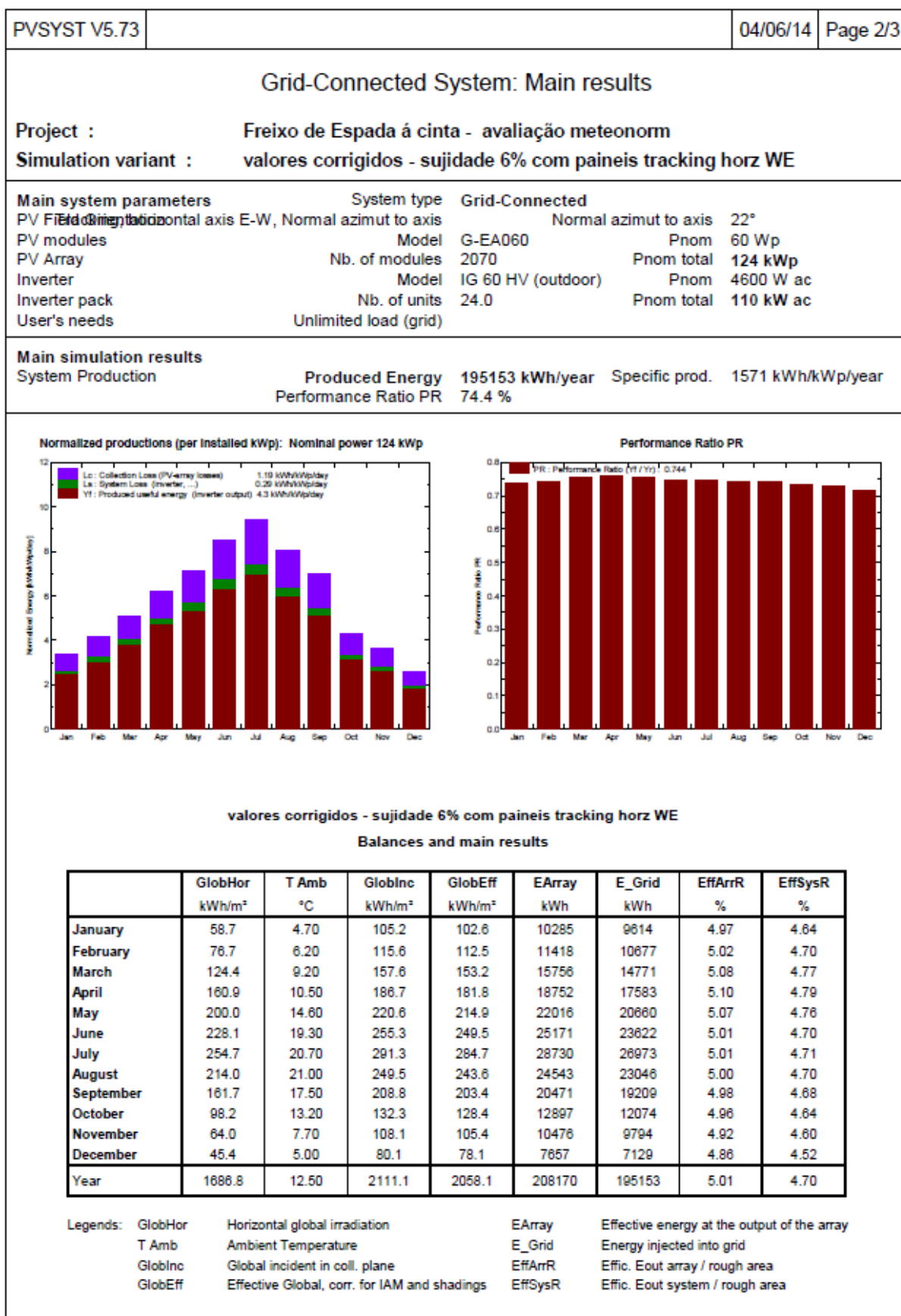
	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	58.7	4.70	105.0	102.6	10293	9622	4.98	4.66
February	76.7	6.20	113.1	110.3	11187	10460	5.03	4.70
March	124.4	9.20	144.3	140.2	14393	13481	5.07	4.75
April	160.9	10.50	173.5	168.6	17440	16338	5.11	4.79
May	200.0	14.60	195.6	189.7	19451	18230	5.06	4.74
June	228.1	19.30	214.3	207.9	21069	19739	5.00	4.68
July	254.7	20.70	242.9	235.6	23880	22385	5.00	4.68
August	214.0	21.00	223.5	217.3	21960	20592	4.99	4.68
September	161.7	17.50	193.0	187.7	18965	17791	4.99	4.68
October	98.2	13.20	126.2	122.6	12310	11518	4.96	4.64
November	64.0	7.70	107.6	105.1	10448	9767	4.94	4.62
December	45.4	5.00	80.1	78.3	7681	7153	4.87	4.54
Year	1686.8	12.50	1919.1	1866.0	189076	177076	5.01	4.69

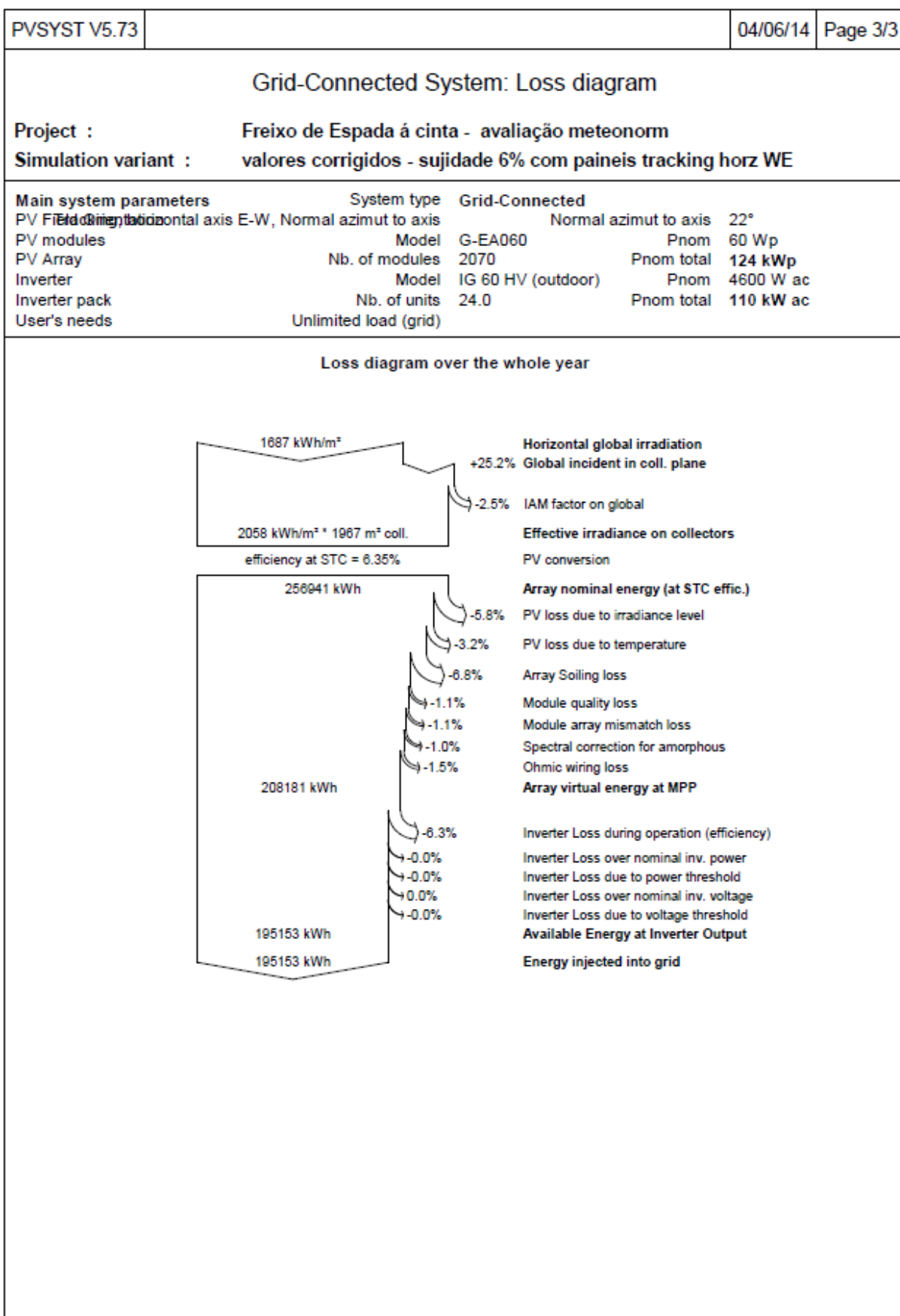
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 T Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 EffArrR Effic. Eout array / rough area
 EffSysR Effic. Eout system / rough area



F.2 Relatório para um sistema seguidor de eixo horizontal ou de inclinação, subcapítulo 7.3.1

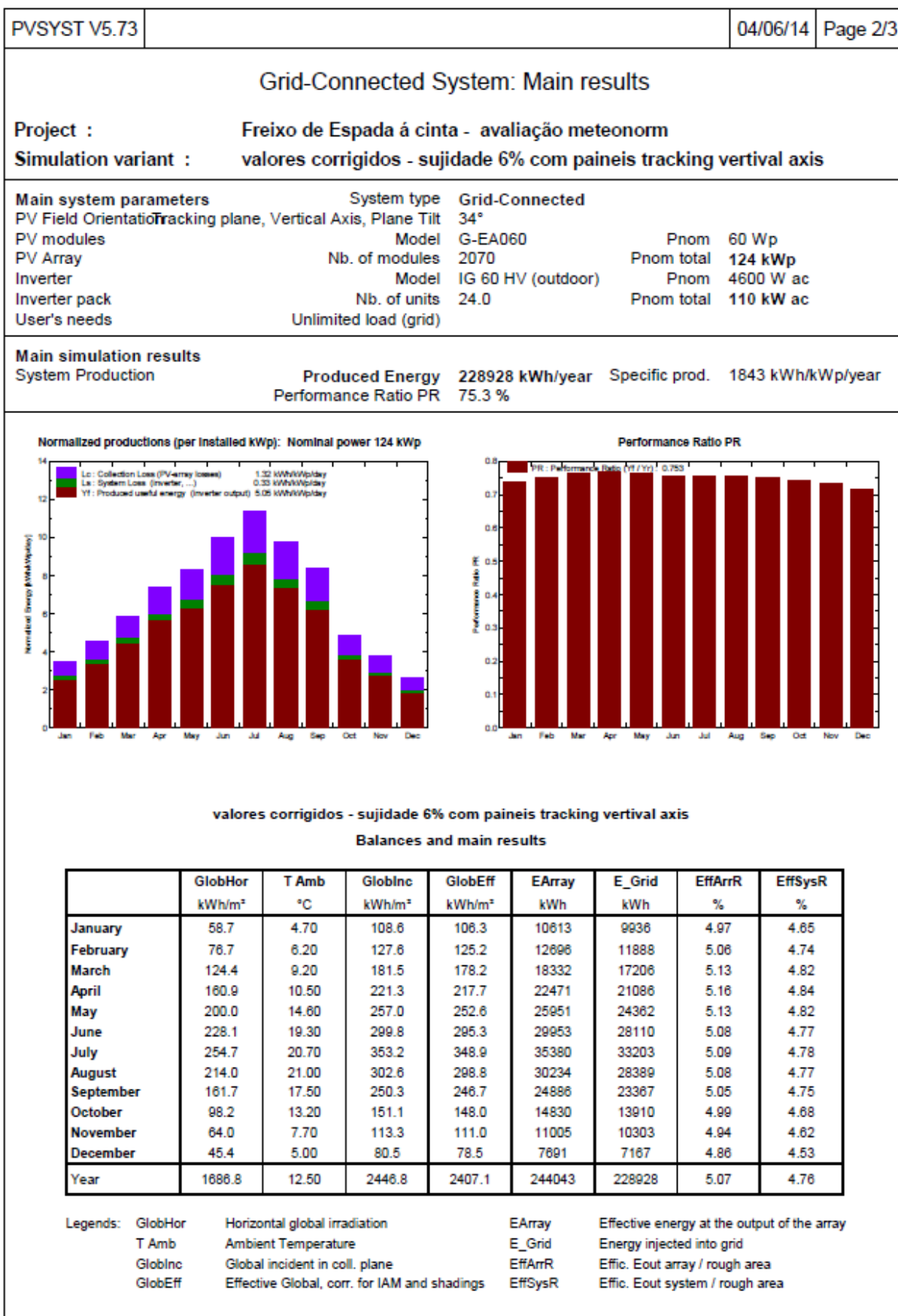
PVSYST V5.73		04/06/14		Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm			
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		valores corrigidos - sujidade 6% com paineis tracking horz WE			
		Simulation date	04/06/14 10h01		
Simulation parameters					
Tracking plane, Horizontal E-W Axis		Normal azimuth to axis		22°	
Rotation Limitations		Minimum Tilt	-60°	Maximum Tilt	60°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
		Manufacturer	Kaneka		
Array#1: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:		Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC
Array#2:		Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC
Total		Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

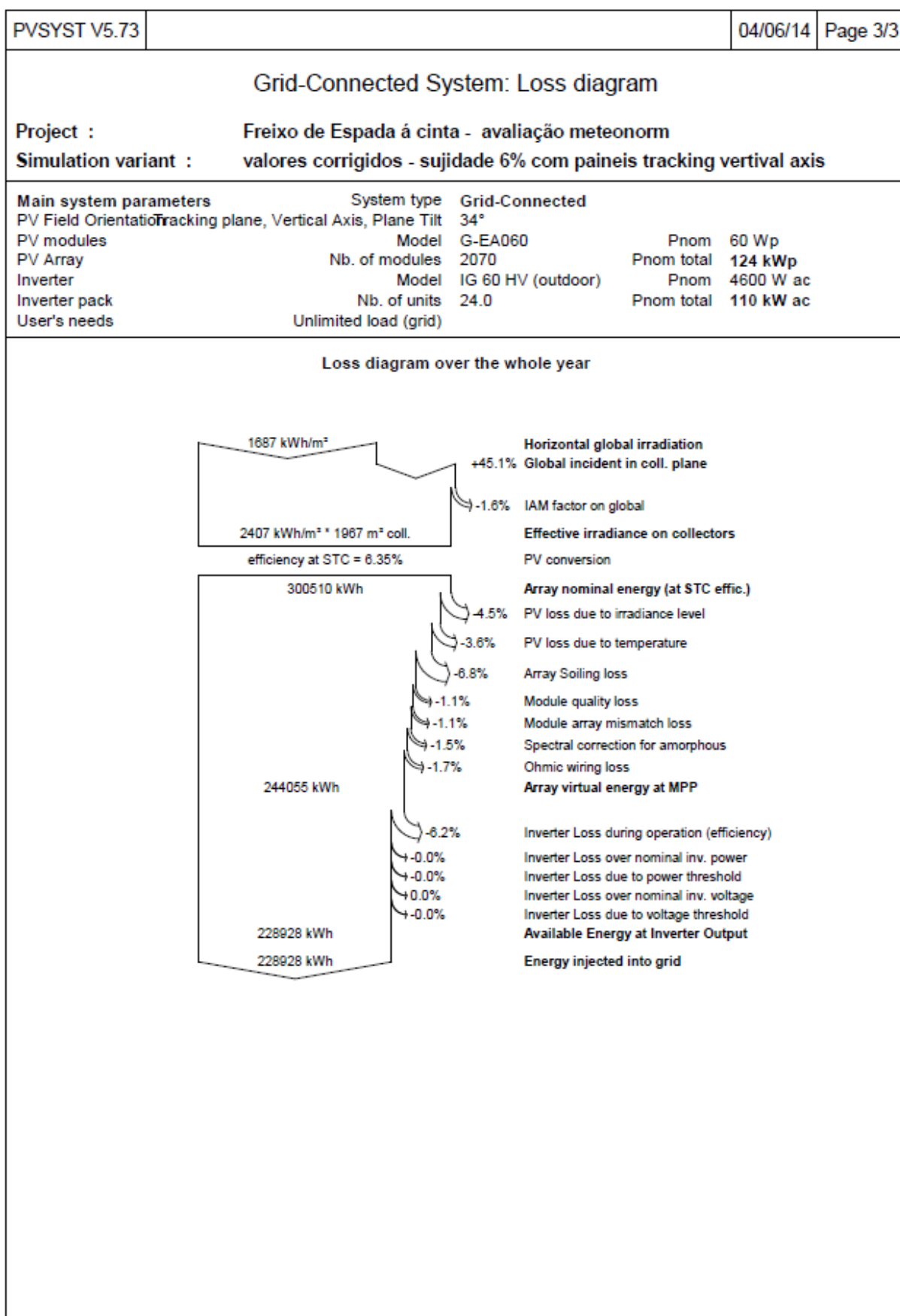




F.3 Relatório para um sistema Seguidor de Eixo Vertical ou de Azimute, subcapítulo 7.3.1

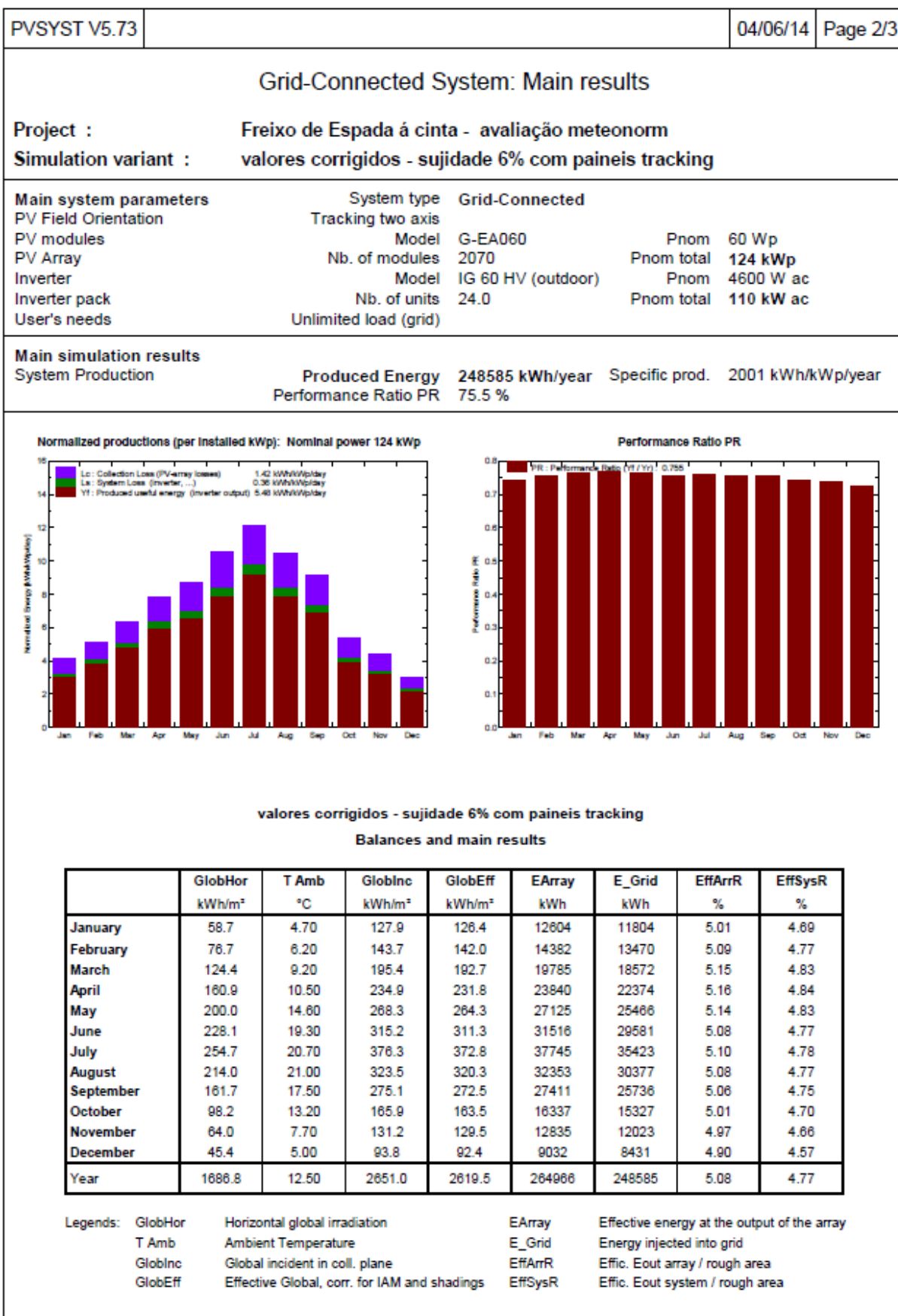
PVSYST V5.73				04/06/14	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm			
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		valores corrigidos - sujidade 6% com paineis tracking vertical axis			
		Simulation date		04/06/14 09h58	
Simulation parameters					
Tracking plane, Vertical Axis		Plane Tilt	34°		
Rotation Limitations		Minimum Azimuth	-90°	Maximum Azimuth	90°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060	
		Manufacturer	Kaneka		
Array#1: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A
Array#2: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:		Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC
Array#2:		Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC
Total		Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			





F.4 Relatório para um sistema Seguidor de dois Eixos, subcapítulo 7.3.1

PVSYST V5.73					04/06/14	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm				
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal	
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		valores corrigidos - sujidade 6% com paineis tracking				
		Simulation date	04/06/14 09h52			
Simulation parameters						
Tracking plane, two axis		Minimum Tilt	0°	Maximum Tilt	80°	
Rotation Limitations		Minimum Azimuth	-80°	Maximum Azimuth	80°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		No Shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060		
			Manufacturer	Kaneka		
Array#1: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	108 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A	
Array#2: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	306 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A	
Total Arrays global power		Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules	
		Module area	1967 m²			
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)			
		Manufacturer	Fronius International			
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:		Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC	
Array#2:		Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC	
Total		Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC	
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC	
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				



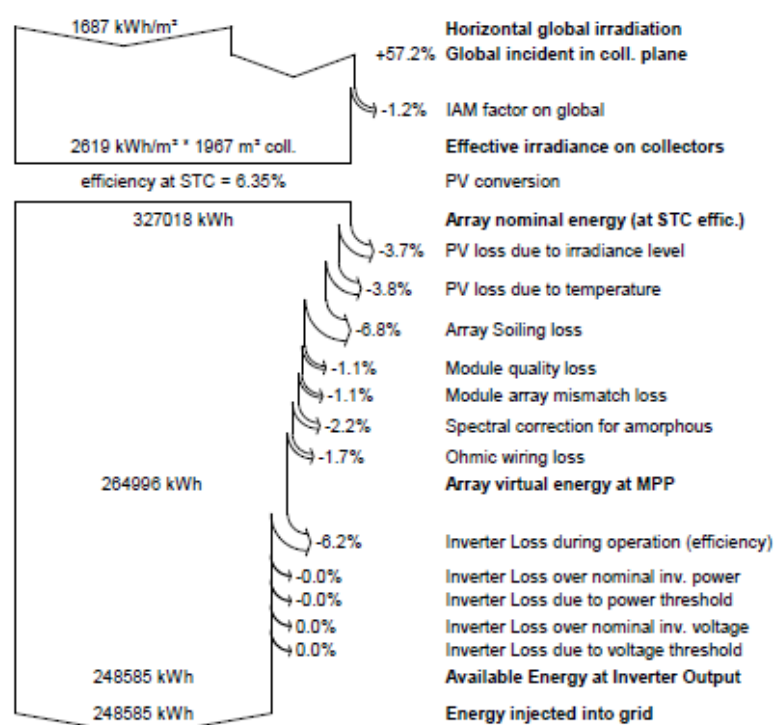
PVSYST V5.73	04/06/14	Page 3/3
--------------	----------	----------

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Freixo de Espada à cinta - avaliação meteonorm
Simulation variant : valores corrigidos - sujidade 6% com paineis tracking

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	Tracking two axis		
PV modules	Model	G-EA060	Pnom 60 Wp
PV Array	Nb. of modules	2070	Pnom total 124 kWp
Inverter	Model	IG 60 HV (outdoor)	Pnom 4600 W ac
Inverter pack	Nb. of units	24.0	Pnom total 110 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

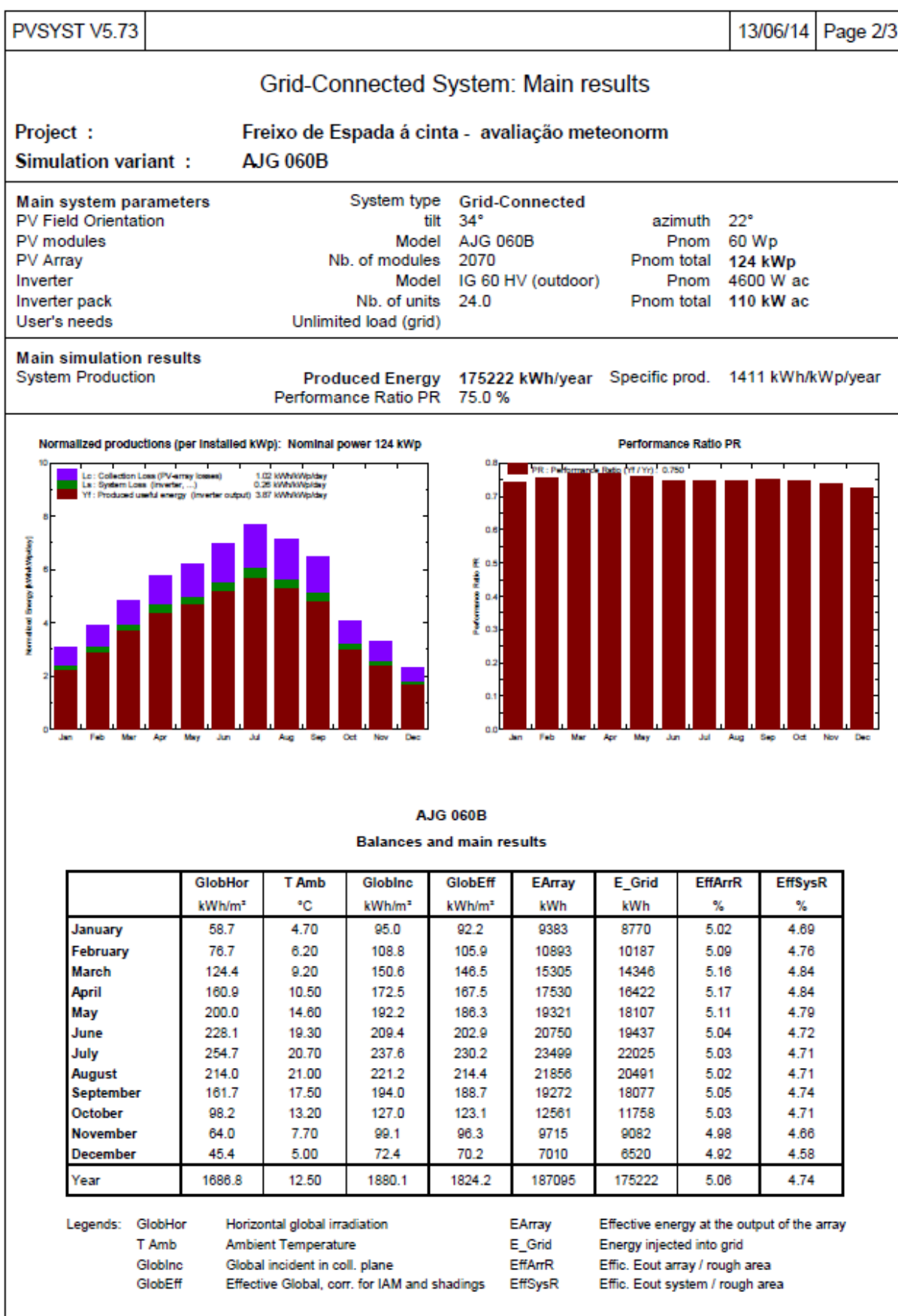
Loss diagram over the whole year

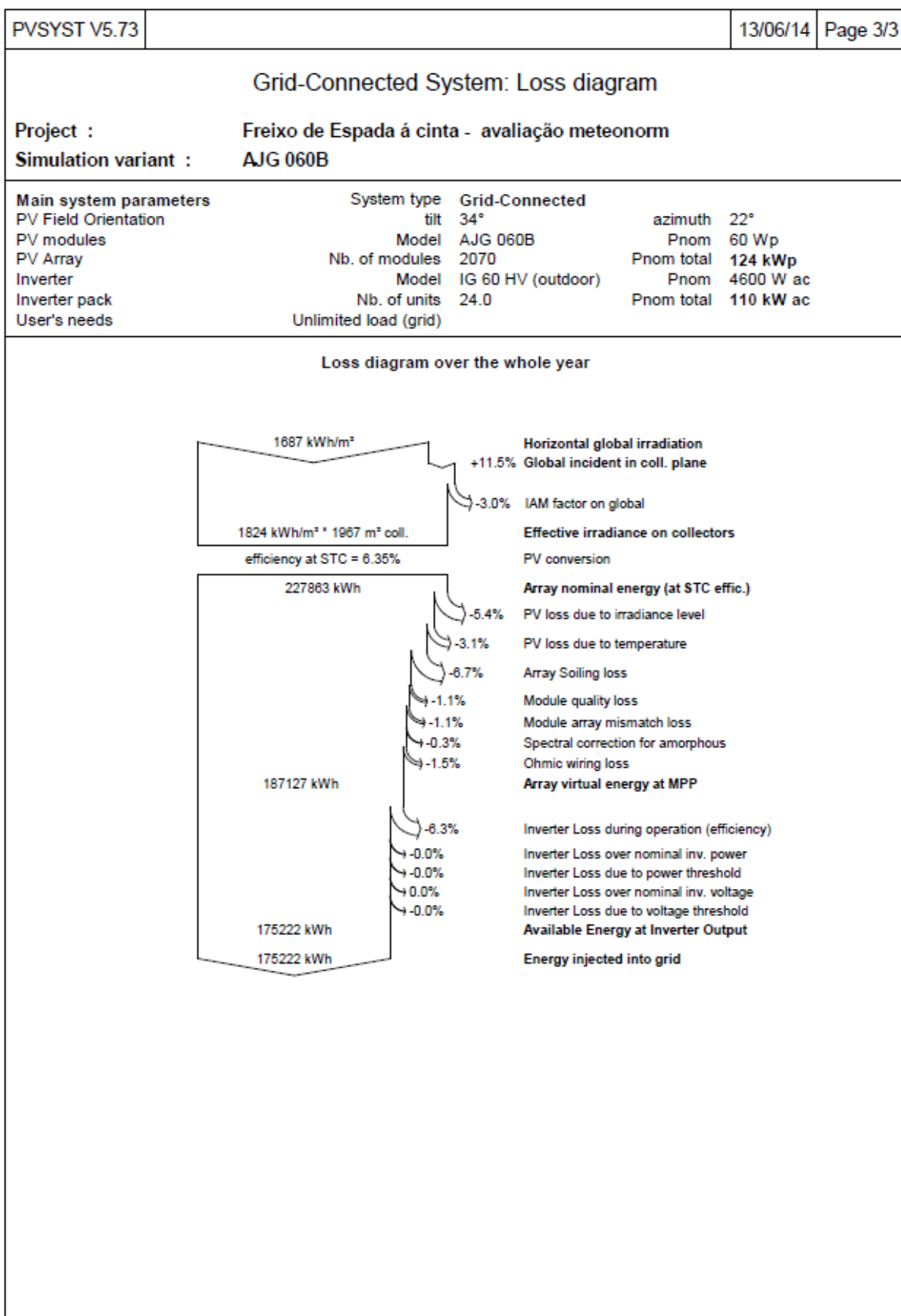


ANEXO G – Anexos relativos ao subcapítulo 7.4

G.1 Relatório da simulação para o painel AJG 060B, subcapítulo 7.4.1

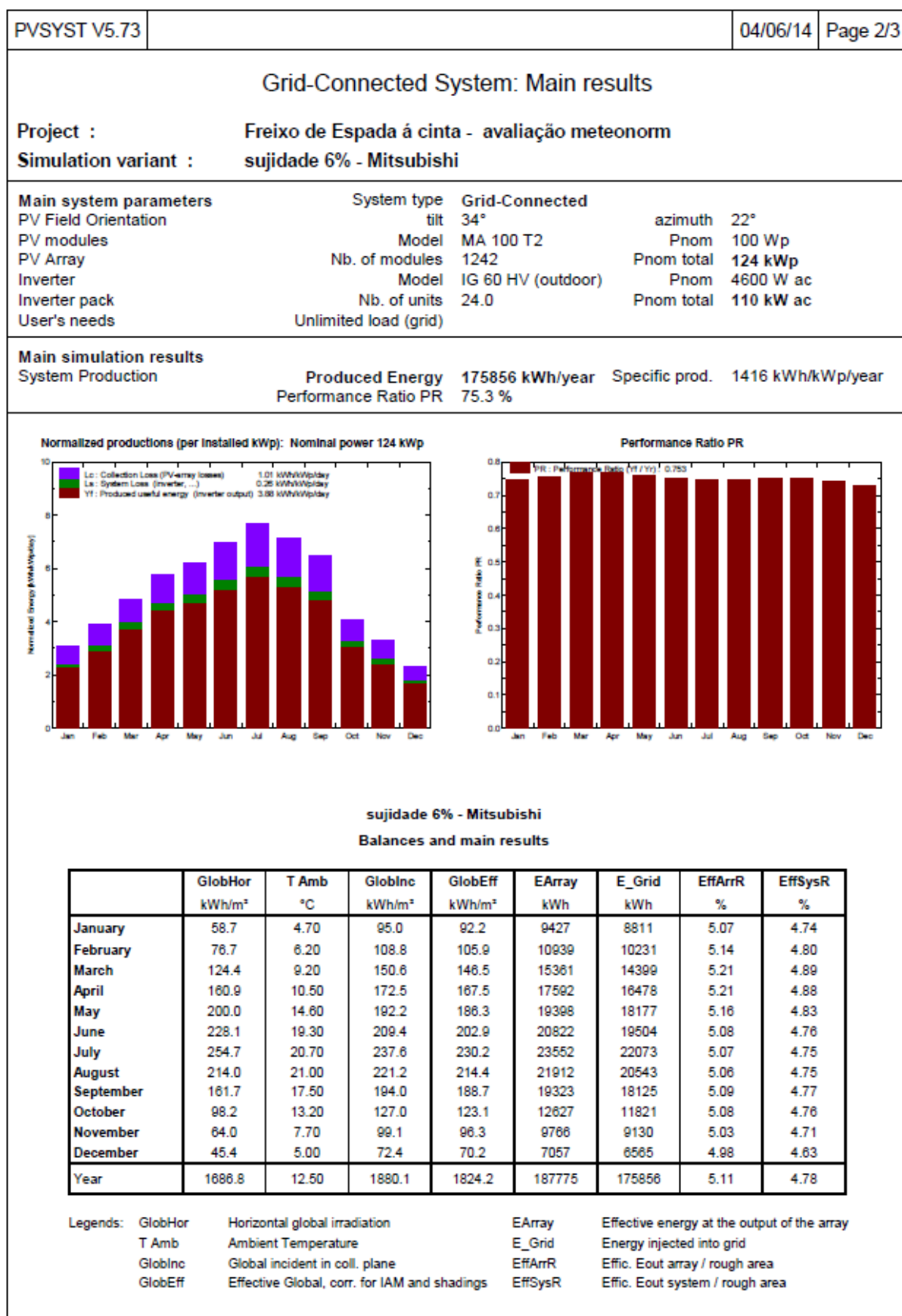
PVSYST V5.73		13/06/14		Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm			
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country Portugal	
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0	Altitude	776 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :		AJG 060B			
		Simulation date	13/06/14 10h39		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)					
PV module		a-Si:H single	Model	AJG 060B	
		Manufacturer	MSK Corporation		
Array#1: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	108 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	311 V	I mpp	99 A
Array#2: Number of PV modules		In series	5 modules	In parallel	306 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.9 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	311 V	I mpp	280 A
Total Arrays global power		Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules
		Module area	1967 m²		
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)		
		Manufacturer	Fronius International		
		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Array#1:		Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC
Array#2:		Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC
Total		Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

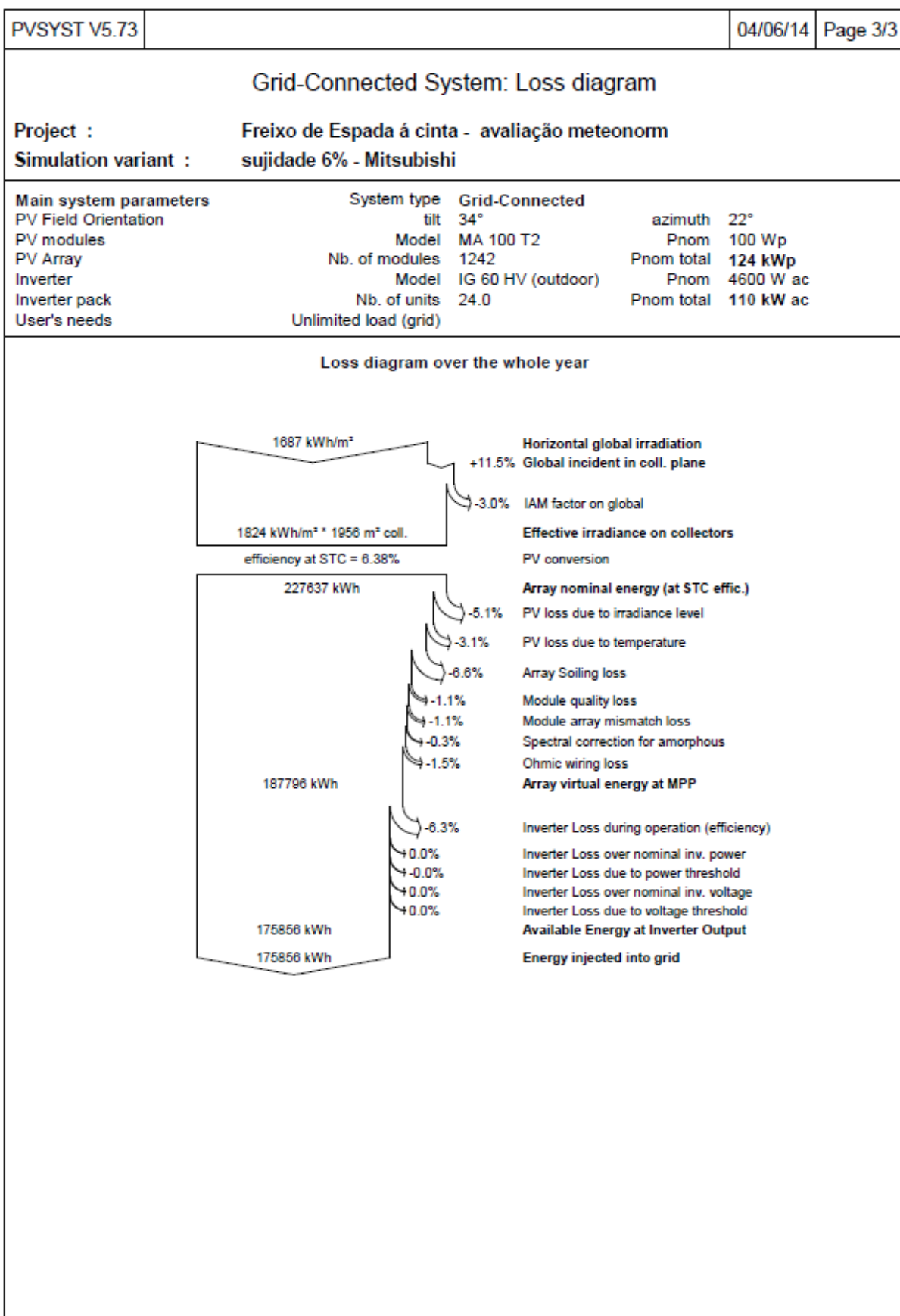




G.2Relatório da simulação para o painel MA 100 T2, subcapítulo 7.4.1

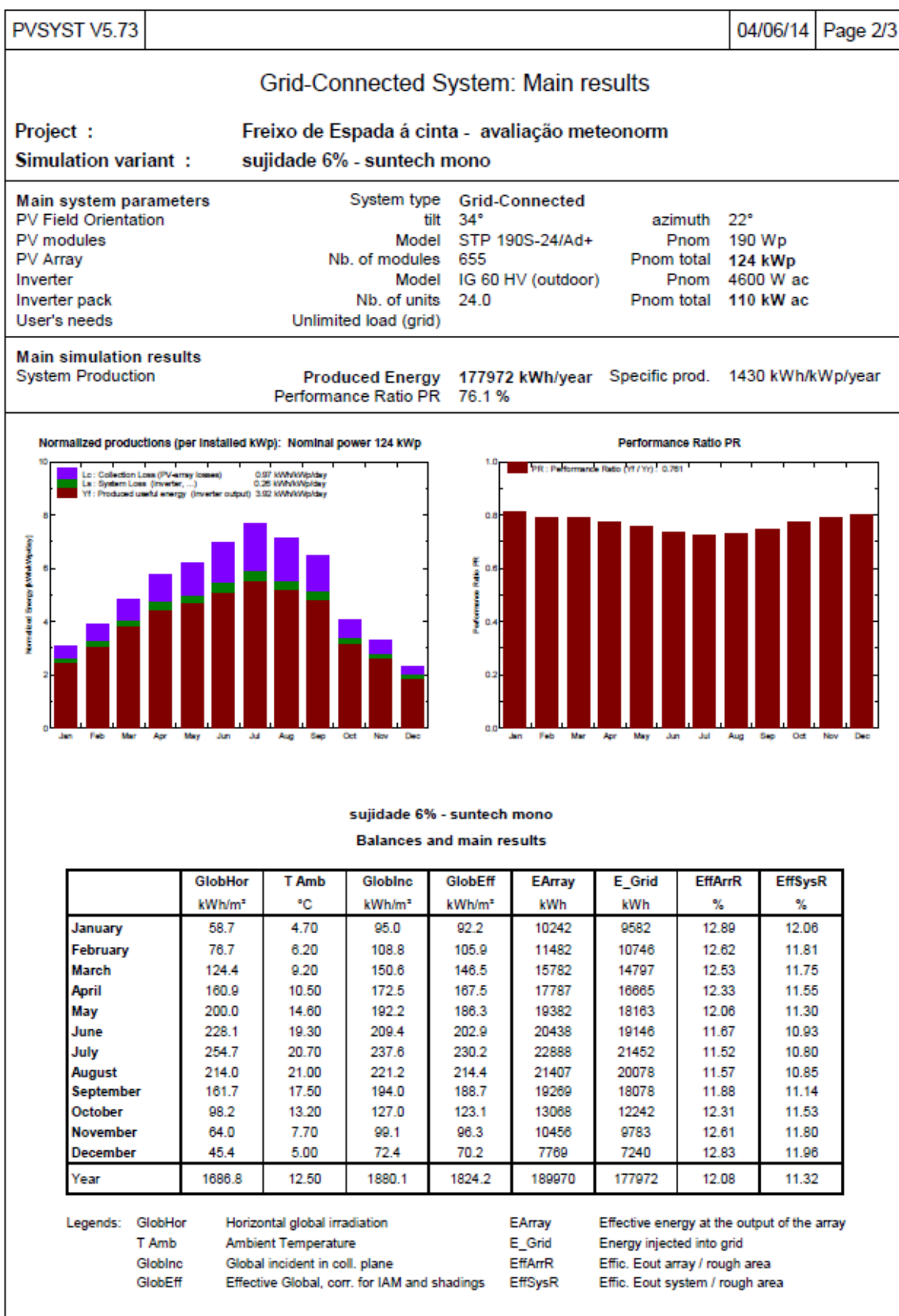
PVSYST V5.73					04/06/14	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm				
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO			Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0		Altitude	776 m
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		sujidade 6% - Mitsubishi				
		Simulation date	04/06/14 10h41			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		No Shadings				
PV Array Characteristics						
PV module		a-Si:H single	Model	MA 100 T2		
			Manufacturer	Mitsubishi Heavy Industries		
Number of PV modules		In series	3 modules	In parallel	414 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1242	Unit Nom. Power	100 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	124 kWp	At operating cond.	117 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	299 V	I mpp	392 A	
Total area		Module area	1956 m²			
Inverter		Model	IG 60 HV (outdoor)			
		Manufacturer	Fronius International			
Characteristics		Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Inverter pack		Number of Inverter	24 units	Total Power	110.40 kW AC	
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	19 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				

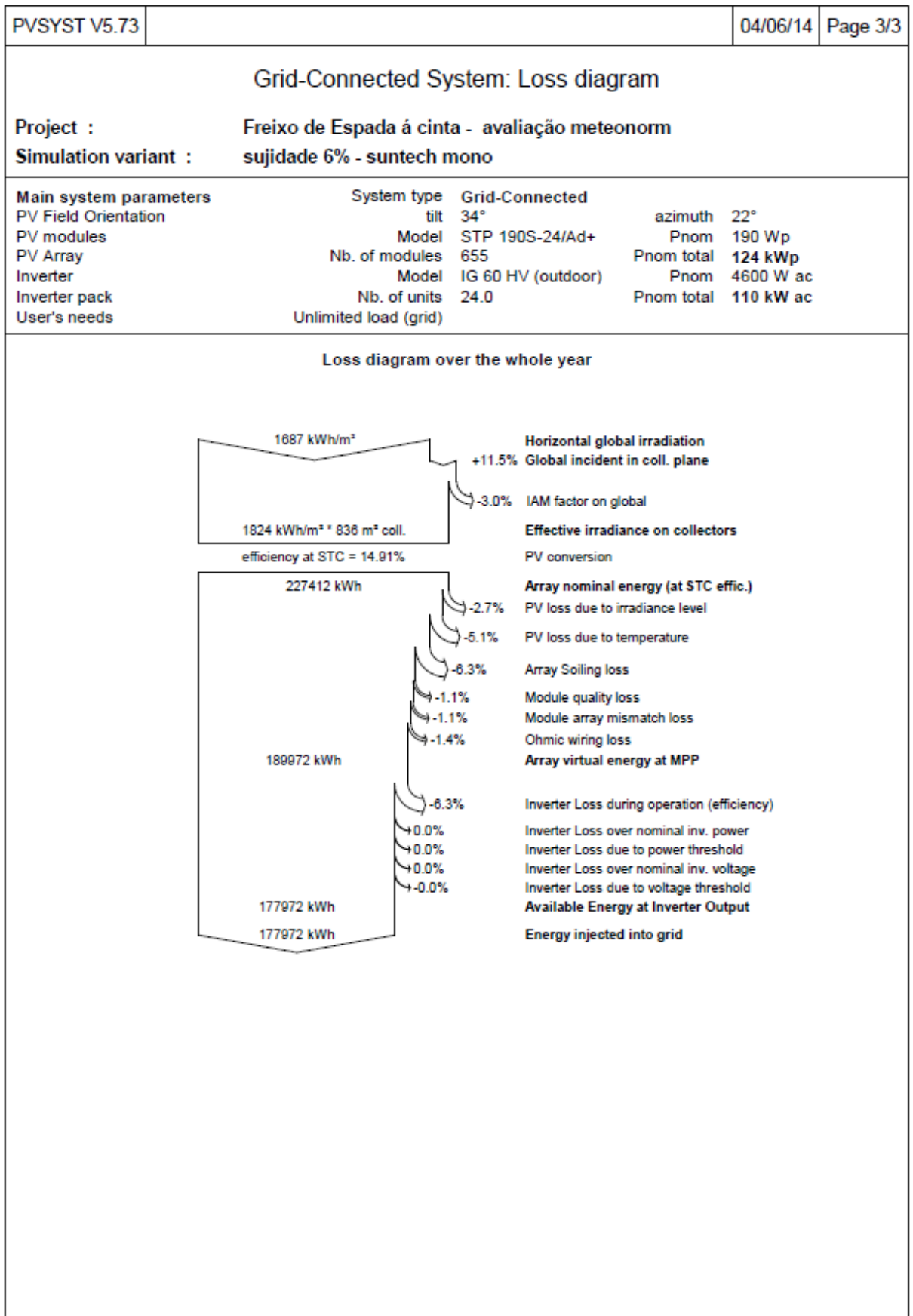




G.3 Relatório da simulação para o painel STP 190S-24/Ad+, subcapítulo 7.4.1

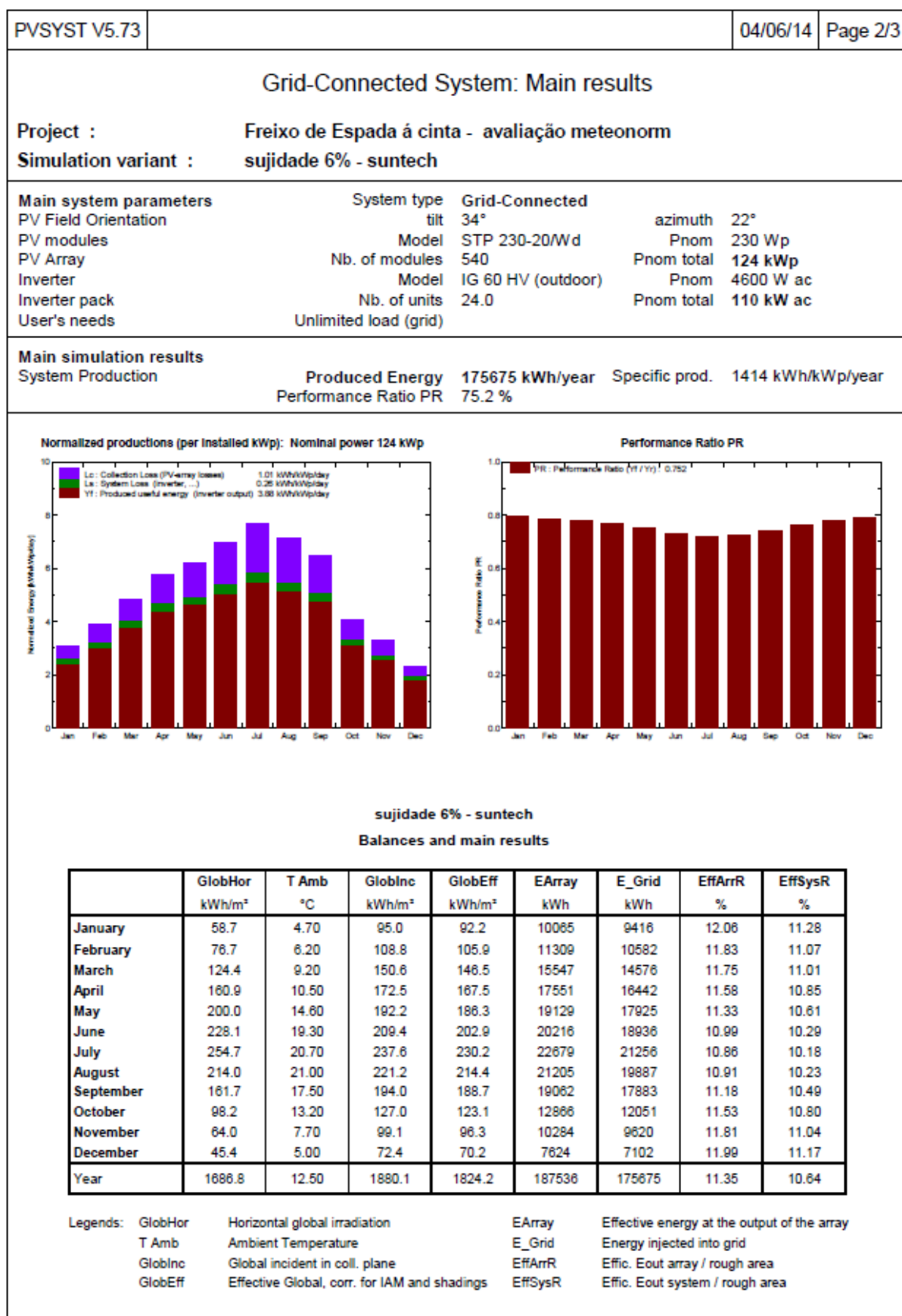
PVSYST V5.73					04/06/14	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm				
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO			Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0		Altitude	776 m
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		sujidade 6% - suntech mono				
		Simulation date	04/06/14 10h31			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		No Shadings				
PV Array Characteristics						
PV module		Si-mono	Model	STP 190S-24/Ad+		
			Manufacturer	Suntech		
Number of PV modules			In series	5 modules	In parallel	131 strings
Total number of PV modules			Nb. modules	655	Unit Nom. Power	190 Wp
Array global power			Nominal (STC)	124 kWp	At operating cond.	110 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)			U mpp	162 V	I mpp	681 A
Total area			Module area	836 m²		
Inverter			Model	IG 60 HV (outdoor)		
			Manufacturer	Fronius International		
Characteristics			Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Inverter pack			Number of Inverter	24 units	Total Power	110.40 kW AC
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor			Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)					NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss			Global array res.	6.1 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC
Array Soiling Losses					Loss Fraction	6.0 %
Module Quality Loss					Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses					Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization			IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)				

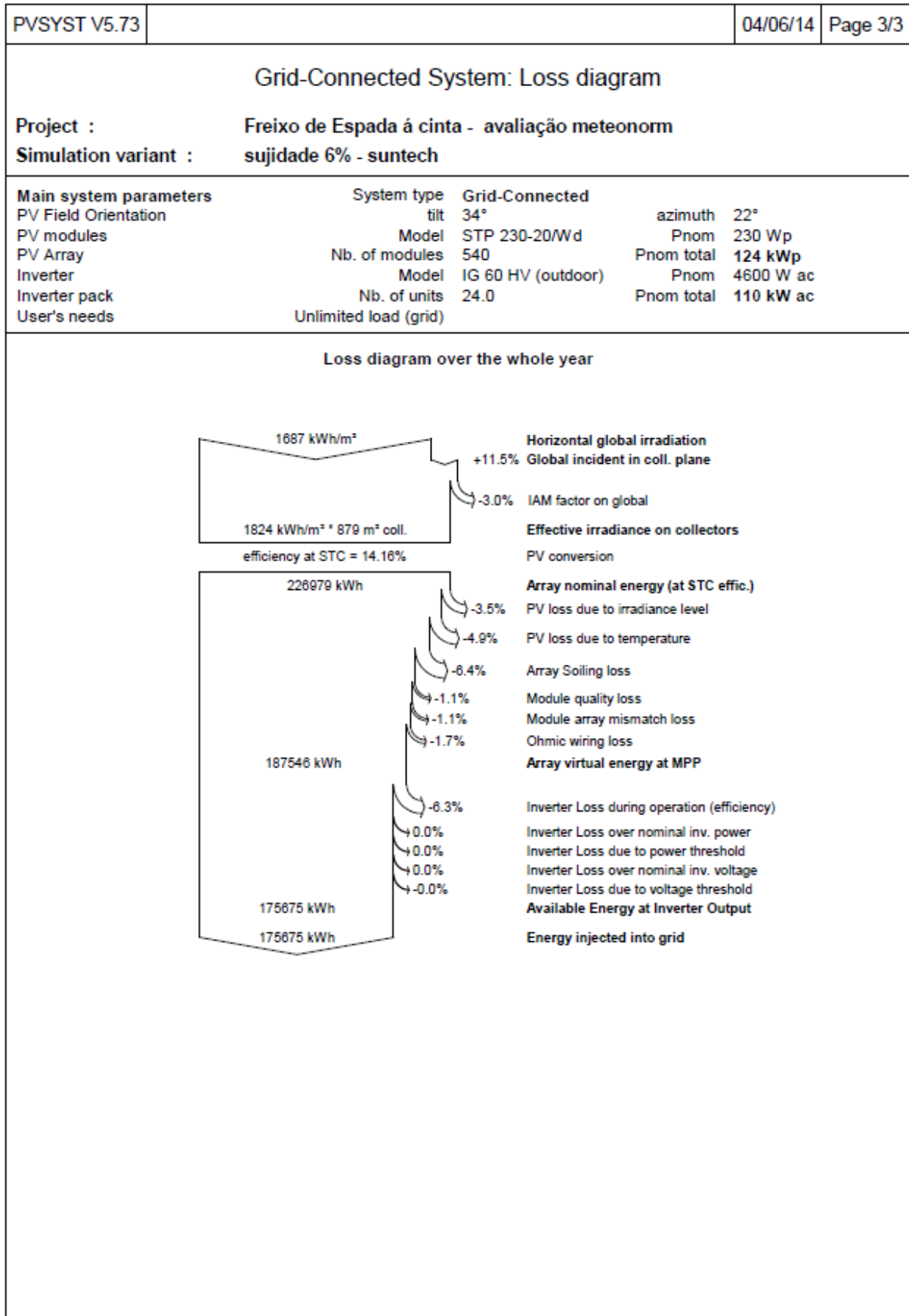




G.4 Relatório da simulação para o painel STP 230-20/Wd, subcapítulo 7.4.1

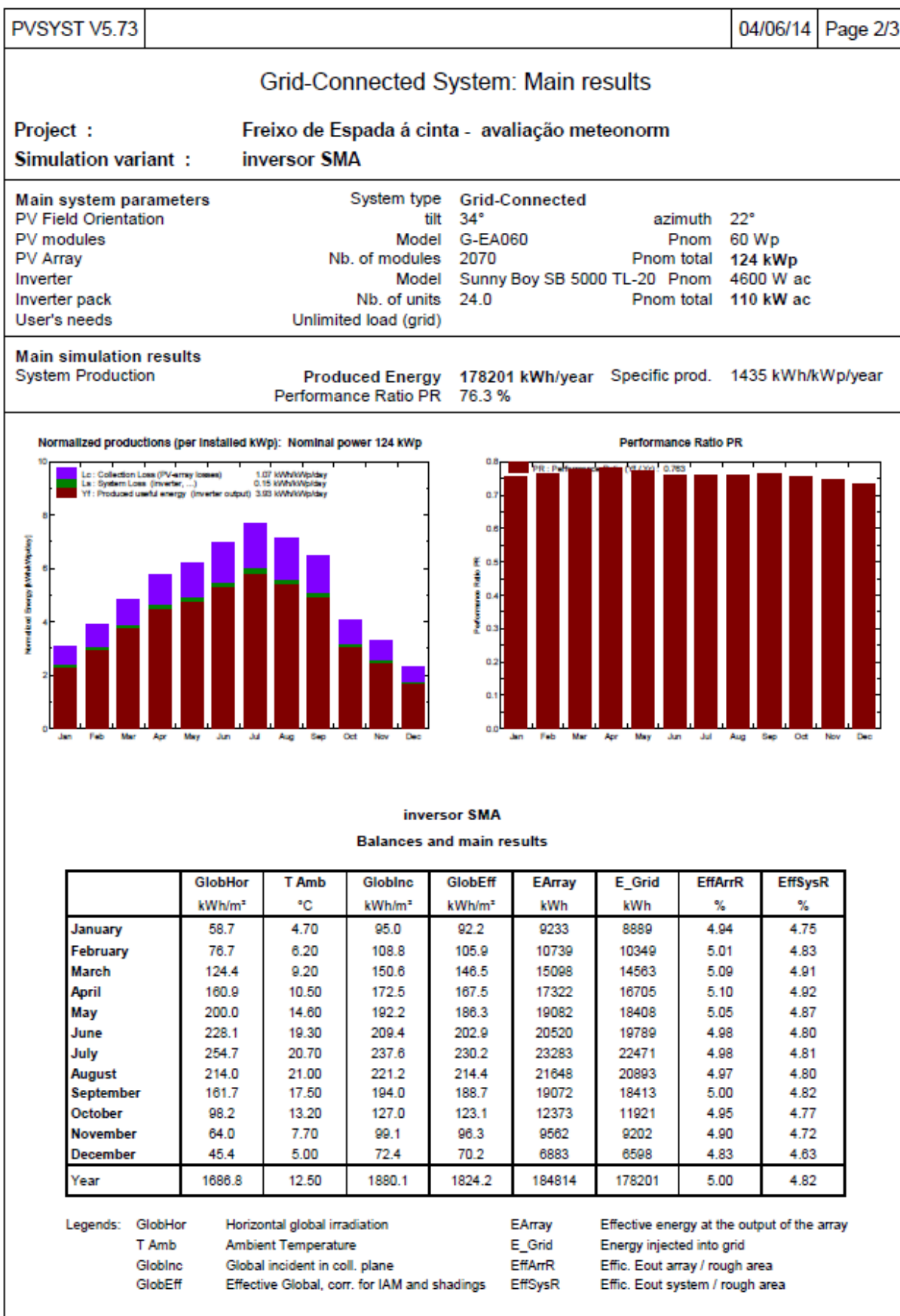
PVSYST V5.73					04/06/14	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm				
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO			Country	Portugal
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0		Altitude	776 m
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		sujidade 6% - suntech				
		Simulation date	04/06/14 10h38			
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		No Shadings				
PV Array Characteristics						
PV module		Si-poly	Model	STP 230-20/Wd		
			Manufacturer	Suntech		
Number of PV modules			In series	6 modules	In parallel	90 strings
Total number of PV modules			Nb. modules	540	Unit Nom. Power	230 Wp
Array global power			Nominal (STC)	124 kWp	At operating cond.	111 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)			U mpp	161 V	I mpp	689 A
Total area			Module area	879 m²		
Inverter			Model	IG 60 HV (outdoor)		
			Manufacturer	Fronius International		
Characteristics			Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC
Inverter pack			Number of Inverter	24 units	Total Power	110.40 kW AC
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	6.8 mOhm	Loss Fraction	2.6 % at STC	
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				





G.5 Relatório da simulação para o inversor Sunny Boy SB 5000 TL-20, subcapítulo 7.4.2

PVSYST V5.73					04/06/14	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project :		Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm				
Geographical Site		Freixo de espada á Cinta_METEO		Country	Portugal	
Situation		Latitude	41.2°N	Longitude	6.8°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+0		Altitude 776 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data :		Freixo de espada á Cinta_METEO, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :		inversor SMA				
		Simulation date		04/06/14 10h44		
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt	34°	Azimuth	22°	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		No Shadings				
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)						
PV module		a-Si:H single	Model	G-EA060		
		Manufacturer	Kaneka			
Array#1:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	108 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	540	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	32.4 kWp	At operating cond.	30.7 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	97 A	
Array#2:	Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel	306 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	1530	Unit Nom. Power	60 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	91.8 kWp	At operating cond.	86.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	315 V	I mpp	276 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	124 kWp	Total	2070 modules	
		Module area	1967 m²			
Inverter		Model	Sunny Boy SB 5000 TL-20			
		Manufacturer	SMA			
		Operating Voltage	175-440 V	Unit Nom. Power	4.60 kW AC	
Array#1:	Number of Inverter	6.0	Total Power	28 kW AC		
Array#2:	Number of Inverter	18.0	Total Power	83 kW AC		
Total	Number of Inverter	24	Total Power	110 kW AC		
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss		Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Array#2	27 mOhm	Loss Fraction	2.3 % at STC	
		Global		Loss Fraction	2.3 % at STC	
Array Soiling Losses				Loss Fraction	6.0 %	
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)				



Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Freixo de Espada á cinta - avaliação meteonorm
Simulation variant : inversor SMA

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	34°	azimuth	22°
PV modules	Model	G-EA060	Pnom	60 Wp
PV Array	Nb. of modules	2070	Pnom total	124 kWp
Inverter	Model	Sunny Boy SB 5000 TL-20	Pnom	4600 W ac
Inverter pack	Nb. of units	24.0	Pnom total	110 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year

